

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Autoconsumo Fotovoltaico, análise de um caso de estudo em termos de poupança e de rentabilidade

Pedro Miguel Batista Oliveira

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor João Serra (FCUL)

Agradecimentos

Os meus sinceros agradecimentos ao Professor Doutor João Serra pela disponibilidade e por toda a ajuda ao longo da elaboração desta dissertação.

Ao Engenheiro Miguel Magalhães por me disponibilizar os dados relativos à instalação fotovoltaica existente na empresa Palmetal.

Às empresas SolarWaters e Moreme pela flexibilidade no horário que permitiu frequentar o Mestrado em Engenharia da Energia e Ambiente.

Aos meus pais e irmã que sempre me apoiaram ao longo de todo o meu percurso académico.

À minha namorada por toda a confiança, ajuda e paciência ao longo da realização deste documento.

A todos, Muito Obrigado.

Resumo

O Decreto-de-Lei n.º153/2014 veio regulamentar e potenciar o autoconsumo energético, que permitiu a qualquer empresa ou particular produzisse a sua própria eletricidade e reduzisse os encargos financeiros com esta despesa mensal. Deste modo, o autoconsumo veio possibilitar aos consumidores/empresas não ficarem tão expostos às flutuações de preço de mercado da eletricidade. O autoconsumo também é visto como um produto bastante atrativo para investimento de capitais ativos, permitindo aos investidores retornos muito superiores aos obtidos na banca e com um risco reduzido.

Com este novo diploma, o dimensionamento da potência ideal a instalar passou a requerer uma maior quantidade de dados do local, para que seja alcançada a poupança e rentabilidade financeira ideais. Ao contrário do que acontecia no regime anterior (micro e miniprodução), que era apenas necessário conhecer a potência contratada e a área de implementação, agora passa a ser necessário conhecer ao detalhe o perfil de consumos, o tipo de contrato com o fornecedor de energia elétrica bem como localização e melhor orientação/inclinação do sistema a colocar.

Em outubro de 2015 foi instalado na fábrica Palmetal uma unidade de produção para autoconsumo utilizando tecnologia fotovoltaica de 10 kWn | 12 kWp. É esta instalação que serve de caso de estudo para esta dissertação. Nesta instalação a potência instalada mostrou-se claramente reduzida para as necessidades da fábrica. Deste modo, através da utilização do perfil de consumos da fábrica e as suas características elétricas e morfológicas, foram simuladas várias potências instaladas, com o objetivo de encontrar qual a potência ideal para que seja obtida a melhor poupança na fatura, para a maior rentabilidade económico-financeira possível. Foi feito o estudo para duas formas de investimento, com recurso a capitais próprios e capitais alheios.

Através dos resultados obtidos verificou-se que as instalações com uma capacidade instalada maior obtêm uma maior poupança, porém a sua rentabilidade financeira é prejudicada, pois existe um elevado excedente de energia que é enviada para a rede. Quando se trata de um investimento com recurso a capitais próprios é importante garantir que existe um balanço entre a poupança obtida e a rentabilidade ótima, proporcionando períodos de retorno céleres e poupanças atrativas. Neste caso, a potência instalada que apresentou melhores resultados foi a de 60 kWn | 72 kWp. Já com recurso a capitais alheios, os períodos de retorno são mais dilatados e os ganhos menores, mas neste caso não existe tanto esforço financeiro por parte da empresa. De modo a obter lucros superiores neste caso a potência instalada selecionada foi de 80 kWn | 96 kWp.

Com a introdução do autoconsumo fotovoltaico, o dimensionamento passa a ser um caso particular para cada instalação, havendo sempre a necessidade de recolher o máximo de elementos do local para que a poupança e a rentabilidade financeira sejam as melhores.

Palavras – Chave: Autoconsumo Fotovoltaico, Dimensionamento, Poupança, Rentabilidade

Abstract

Decree-Law n.º 153/2014, regulates and promotes energy self-consumption, allowing any company or individual to produce its own electricity and reduce monthly energetic bill. This way self-consumption has enabled consumers and companies to reduce their exposure to price fluctuations in the electricity market. Self-consumption is also seen as a very attractive product for investors allowing higher returns than those obtained in banking and with low risk.

With this new law, photovoltaic system sizing requires a greater amount of data from the site to achieve the optimal savings and financial profitability. Contrary to what happened in the previous decree-law (micro and mini-production), where it was only necessary to know the contracted power and the implementation area, it is now needed to know the consumption profile, type of contract with the electric power supplier, location and better photovoltaic panels orientation and tilt.

In October 2015 a photovoltaic plant with 10 kWn | 12 kWp installed at Palmetal serves as a case study for this dissertation. It became clear that the installed PV power was low for the factory needs. Using the factory consumption profile and its electrical and morphological characteristics, several PV plants were simulated in order to find the ideal PV power plant that maximizes savings and financial profitability. The study was made for two types of investment, using equity and external capital.

The obtained results showed that the installations with a greater PV power installed reach higher savings, but their financial profitability are lower because of the high amount of excess energy that is sent to the electrical power grid. When using equity for the investment, it is important to ensure that there is a balance between savings and optimum profitability, providing attractive return periods and savings. In this case, the installed power that presented the best results was 60 kWn | 72 kWp. When considering the use of external capitals, payback periods are longer and the profits smaller, but in this case company's financial efforts are lower. In order to obtain higher profits in this case the selected installed power was 80 kWn | 96 kWp.

With the introduction of photovoltaic self-consumption law, the system designing became made-to-measure, being always needed to collect the maximum amount of data from the site to maximize savings and financial profitability.

Key words: Photovoltaic self - consumption, Sizing, Savings, Profitability

Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	v
Abstract	vii
Índice de Figuras	x
Índice de Tabelas.....	xii
Índice de Equações.....	xii
Simbologia e Notações.....	xiii
1. Introdução	1
1.2. Objetivos	3
2. Energia Fotovoltaica em Portugal	4
2.1. Enquadramento legislativo.....	5
2.2. Decreto-de-Lei n.º 153/2014	7
2.3. Potência Fotovoltaica Instalada desde 2015.....	10
2.4. Custo da energia elétrica em Portugal.....	12
3. Autoconsumo energético – Energia Fotovoltaica	14
3.1. Diferentes tipos de autoconsumo	14
3.3. Especificidades do dimensionamento de sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico.....	18
4. Caso de Estudo – Fábrica Palmetal	22
4.1. A Fábrica Palmetal	22
4.1.1. Perfil de consumos da Fábrica	23
4.1.2. Contrato com o fornecedor de energia elétrica	25
4.2. Descrição do Sistema Fotovoltaico de autoconsumo instalado.....	26
4.3. Apresentação de resultados reais do caso de estudo	28
4.3.1. Influência do sistema fotovoltaico nas leituras do contador de consumo	29
5. Análise de Poupança e Rentabilidade	30
5.1. <i>Software</i> de cálculo solar fotovoltaico – PVSYST	30
5.2. Folha de cálculo utilizada.....	31
5.3. Pressupostos das Simulações	32
5.4. Apresentação e discussão de resultados	34
5.4.1. Comparação de valores independentes da origem de fundos.....	34
5.4.2. Investimento com capitais próprios.....	36
5.4.3. Investimento com capitais alheios.....	37
5.4.4. Comparação de resultados e escolha da UPAC Ideal.....	38

5.4.5. Análise da Rentabilidade Financeira e Energética do caso de estudo.....	41
5.4.6. Críticas à UPAC instalada.....	43
6. Conclusão.....	44
Referências Bibliográficas	46
Anexos.....	50

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Fonte de energia renovável com maior taxa de crescimento médio anual de potência instalada na União Europeia (2014-2030) [1]	1
Figura 2.1 – Distribuição por tecnologia renovável para os objetivos de 2020[2].....	4
Figura 2.2 – Evolução do sector da pequena produção de energia elétrica [11]	6
Figura 2.3 – Unidade de produção em autoconsumo ligada à rede elétrica[15]	8
Figura 2.4 – Unidade de Pequena Produção[15].....	9
Figura 2.5 – Potência instalada em UPAC's > 1,5 kW por mês até Julho 2016	10
Figura 2.6 – Potência instalada por dimensão da instalação fotovoltaica	11
Figura 2.7 – Comparação do preço de energia elétrica praticados pelos membros da IEA no setor industrial e doméstico [24]	13
Figura 2.8 – Evolução da tarifa média em €/kWh para o setor industrial, valor de taxas e IVA excluídos [4].....	13
Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico off-grid [27].....	14
Figura 3.2 – Autoconsumo fotovoltaico com injeção na rede[28]	15
Figura 3.3 – Esquema de autoconsumo com recurso a acumulação[29].....	15
Figura 3.4 – Autoconsumo fotovoltaico sem injeção na rede[52].....	16
Figura 3.5 – Ano em que cada país atinge o ponto de paridade no sector doméstico (esquerda) e sector comercial (direita)[53]	18
Figura 3.6 – Exemplo da influência de uma UPAC no consumo médio anual [8]	20
Figura 3.7 – Critérios de seleção de uma UPAC ideal ligada à RESP	21
Figura 4.1 – Vista aérea – Palmetal, com numeração dos armazéns.....	22
Figura 4.2 – Média dos consumos em kWh outubro 2014 – setembro 2015	23
Figura 4.3 – Média dos consumos aos fins-de-semana em kWh outubro 14 – setembro 15.....	24
Figura 4.4 – Consumo de típico semanal em kWh março 2016 – maio 2016.....	24
Figura 4.5 – Consumo mensal em MWh outubro 14 – setembro 15.....	24
Figura 4.6 – Esquema de princípio elétrico da UPAC instalada	26
Figura 4.7 – Display de utilizador pela web Solarlog 1200	27
Figura 4.8 – Esquema de princípio de comunicação entre equipamentos da UPAC instalada ...	27
Figura 4.9 – Dados SolarLog em kWh, período de mediação 14/03/16 a 04/05/16	28
Figura 4.10 – Dados SolarLog em kWh – Período de medição 14/03/16 a 04/05/16, apenas fins-de-semanas	28
Figura 4.11 – Produção PV e consumo em kWh – Dia 25/03/2016 (Feriado).....	29
Figura 5.1– Escolha da UPAC em kWn.....	31
Figura 5.2 – Comparação da Poupança da fatura com energia autoconsumida	35

Figura 5.3 – Comparação do VAL e a TIR para as várias UPAC's	36
Figura 5.4 – Comparação do PRI e a poupança na fatura no ano 1 para as várias UPAC's	36
Figura 5.5 – Comparação de VAL e TIR para investimento com valores de WACC de 6% e 7%	37
Figura 5.6 – Comparação do PRI com WACC de 7 e 6 % e a poupança na fatura no ano 1 para as várias UPAC's	38
Figura 5.7 – Resultados para UPAC ideal com investimento através de capitais próprios.....	39
Figura 5.8 – Resultados para UPAC ideal com investimento através de capitais alheios para WACC de 6% e 7%	40
Figura 5.9 – Percentagem mensal de energia fotovoltaica autconsumida no consumo total da fábrica.....	42
Figura 5.10 – Balanço energético no display do SolarLog 15/01/2017	43

Índice de Tabelas

Tabela 2.1– Tarifa base do regime bonificado para os primeiros anos de exploração para micro e minigeração [13]	6
Tabela 2.2 – N.º de instalações e potências de MCP.....	11
Tabela 2.3 – N.º de instalações e potências de UPP.....	12
Tabela 3.1 – Comparação do LCOE em seis cidades europeias em diferentes sectores em 2014 e previsão para 2030 [31].....	17
Tabela 3.2 – Períodos horários presentes num ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [40]	19
Na Tabela 3.3 , está representado os períodos horários em ciclo semanal para MT, AT e MAT, ciclo que é usualmente contratado por fábricas e indústria que laborem apenas durante a semana durante o período diurno.	19
Tabela 4.1 – Horário semanal e tarifas de energia ativa Tarifas de contrato de eletricidade da Palmetal [39][40]	25
Tabela 4.2 – Horário de fim-de-semana e tarifas de energia ativa Tarifas de contrato de eletricidade da Palmetal [39][40]	25
Tabela 5.1 – Preços por W nominal e pico instalado, em setembro de 2016 [8]	34
Tabela 5.2 – Comparação de valores independentes ao financiamento do investimento.....	35
Tabela 5.3 – Comparação dos melhores valores de TIR para as diferentes opções de investimento	39
Tabela 5.4 – Desempenho Energético do caso de estudo.....	41
Tabela 5.5 – Desempenho Financeiro do caso de estudo.....	42

Índice de Equações

Equação 2.1	7
Equação 3.1	16
Equação 5.1	35

Simbologia e Notações

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CIEG	Custo de Interesse Economico Geral
CP	Capitais Próprios
CUR	Comercializador de último recurso
DGEG	Direção Geral de Geologia e Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IEA	International Energy Agency
IVA	Imposto de Valor Acrescentado
kW _n	Kilowatt Nominal
kW _p	KiloWatt Pico
LCOE	Levelized Cost of Energy
MAT	Muita Alta Tensão
MT	Média Tensão
OMIE	Operador de Mercado Ibérico
PNAER	Plano Nacional De Acção Para As Energias Renováveis
PHP	Potência em Horas de Ponta
PRI	Período de Retorno do Investimento
PV	Fotovoltaico
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público

SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UPP	Unidade de Pequena Produção
UPAC	Unidade de produção em Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido
WACC	<i>Weighted average cost of capital</i> – Custo Médio Ponderado do Capital Taxa de Desconto
W _n	Watt nominal Potência máxima injectada em Watt
W _p	Watt pico- Potência instalada em Watt

1. Introdução

A energia elétrica é um bem essencial quer nas atividades económicas quer nas necessidades mais simples do dia-a-dia. O Mundo, cada vez mais moderno e eletrónico, faz com que as necessidades de energia elétrica sejam cada vez maiores, tornando-se num aspeto fundamental na economia. Desde do fabrico de um produto, ao transporte, comercialização e, na maioria das vezes, à utilização, necessitamos de energia. Esta necessidade e dependência da energia elétrica faz com que seja cada vez mais importante apostar em fontes de energia limpas e económicas.

Ao longo dos últimos anos, o consumo de energia elétrica proveniente de fontes de origem renovável tem vindo a aumentar. Em Portugal, entre 2005 e 2008, a energia eólica contribuiu em 92% para o incremento da capacidade instalada das energias renováveis, refletindo a importância que este setor tem vindo a assumir no *mix* das energias renováveis nacionais. O investimento em energias renováveis tem sido feito por tecnologia de forma gradual; numa primeira fase foi a aposta na construção de barragens para produção de energia e armazenamento de água, na segunda fase a energia eólica, com a implementação de parques eólicos, onde o índice de eolicidade apresentava valores significativos para que seja realizado o investimento, e por fim na terceira e atual fase, a energia solar fotovoltaica, que será a fonte renovável com maior crescimento nos próximos anos[1]. Segundo a diretiva 2009/28/EC, todos os países membros da União Europeia deverão atingir em 2020 metas na utilização de recursos renováveis para a produção de energia. As contribuições encontram-se divididas em produção de calor e frio, com o objetivo de 46%, eletricidade com 42% e setor dos transportes com 13%. Em Portugal, as metas para 2020 são claras. De acordo o PNAER- Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis tem como objetivo atingir 31% de incorporação de Fontes de Energia Renováveis (FER) no consumo final bruto de energia em que 10% no representa o setor dos transportes, 60% no consumo de eletricidade e o restante proveniente da produção de calor e frio[2].



Figura 1.1 – Fonte de energia renovável com maior taxa de crescimento médio anual de potência instalada na União Europeia (2014-2030) [1]

Nas últimas duas décadas o consumo de eletricidade aumentou cerca de 44% *per capita* [3]. Portugal, em 2011, tinha o oitavo preço mais barato de eletricidade da União Europeia (UE-27) no setor da

indústria. Em apenas 5 anos, este preço cresceu mais de 30%, devido ao aumento do IVA de 6% para 23%, que tem bastante influência nos orçamentos familiares e na gestão de *cash-flow* das empresas, assim como outros fatores do âmbito ambiental e económico que têm influência na flutuação do preço[4].

Com o objetivo de promover a utilização de fontes de energia renováveis, o Decreto-de-Lei n.º 363/2007 veio regular e legislar a microprodução de energia elétrica em Portugal. Desta forma, passou a ser possível também ao consumidor ser produtor de eletricidade com recurso a fontes renováveis. Este diploma era dedicado principalmente aos pequenos consumidores. Para que todos os consumidores fossem abrangidos, em 2011 foi publicado o Decreto-de-Lei n.º 34/2011, que permitiu às empresas instalarem sistemas de produção de energia renovável até 250 kW. Em ambos os diplomas existia a obrigatoriedade de injeção de toda a energia elétrica produzida na rede. Essa energia era remunerada a uma tarifa bonificada, muito superior ao preço pago pelo kWh consumido, o que fazia desta atividade um investimento economicamente atrativo[5][6].

Com a evolução e massificação da tecnologia fotovoltaica, os preços dos painéis fotovoltaicos decresceram ano após ano de forma bastante acentuada, tornando-se cada vez mais apelativo a aposta nesta tecnologia. Por exemplo, uma microprodução de 3,68 kWp em 2007 tinha um custo aproximado de 5,00 €/Wp, atualmente para a mesma potência é aproximadamente 1,50€/Wp, valor 233% inferior[7][8].

Face à drástica diminuição de preço dos sistemas fotovoltaicos e ao decréscimo das tarifas bonificadas, a produção de energia fotovoltaica para consumo próprio tornou-se mais vantajosa que a venda de energia à rede. Desta forma, os diplomas legislativos de 2007 e 2011 foram substituídos pelo atual Decreto-de-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014, que estabelece o regime jurídico para a instalação de sistemas de autoconsumo denominados por UPAC's – Unidades de Produção de Autoconsumo e UPP's – Unidades de Pequena Produção. As Unidades de Produção de Autoconsumo privilegiam o consumo da eletricidade no local de produção, enquanto as Unidades de Pequena Produção, à semelhança dos documentos de 2007 e 2011, preveem a totalidade de venda de energia à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A tarifa de venda varia entre os 0,093€/kWh e 0,1049€/kWh, dependendo da categoria em que a UPP se enquadra[9].

As instalações de autoconsumo vieram alterar o cálculo no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, que até à data eram apenas condicionados pela potência contratada e área disponível no local. Numa UPAC passou a ser importante o conhecimento do perfil de consumos do produtor, de modo a que toda a energia produzida seja consumida instantaneamente, tentando evitar ao máximo o desperdício da mesma ou venda à rede externa a um valor aproximando de 0,05€/kWh. Os pontos mais aliciantes para que grandes e pequenos consumidores invistam neste tipo de tecnologia são a poupança na fatura de eletricidade e a rentabilidade financeira que o mercado do autoconsumo fotovoltaico apresenta. Um correto dimensionamento do sistema fotovoltaico passou a ser um fator crucial para que a poupança seja refletida na fatura e também no melhoramento das políticas de sustentabilidade da empresa.

No setor dos serviços e da indústria, que laboram principalmente em horário diurno, as vantagens ao evitar o consumo de energia da rede externa são inúmeras. É durante as horas de sol que a energia elétrica é mais dispendiosa. A produção em autoconsumo durante estas horas irá evitar parte do consumo da rede em período de horas de ponta, cheias e potências em horas de ponta. Para além desta poupança existe ainda a poupança no imposto sobre a eletricidade, que apesar de ser de apenas 1% sobre toda a eletricidade consumida mensalmente, nos grandes consumidores, nomeadamente na indústria, poderá traduzir-se num valor significativo.

Na fábrica Palmetal Armazenagem e Serviços S.A, uma indústria de fabrico de componentes para automóveis, foi instalada em outubro de 2015 uma UPAC utilizando como fonte renovável energia fotovoltaica. O caso de estudo desta dissertação é precisamente esta instalação, efetuada pela empresa SolarWaters, projeto do qual fiz parte do corpo técnico enquanto colaborador dessa empresa.

1.2. Objetivos

Os objetivos desta dissertação consistem em realizar uma abordagem geral do sector da energia fotovoltaica em Portugal, analisando os principais documentos legislativos e as suas especificidades, com maior foco para o Decreto-de-Lei n.º 153/2014, que promove o autoconsumo através de fontes renováveis.

Irá ser analisado o sistema de autoconsumo fotovoltaico existente na fábrica Palmetal. O tratamento dos dados de produção de energia fotovoltaica e consumo de energia elétrica da rede irá permitir analisar qual a poupança e rentabilidade financeira obtida pelo sistema fotovoltaico.

Através do perfil de consumos desta indústria serão feitas várias simulações para definir a potência ótima do sistema fotovoltaico, numa ótica de maior poupança e maior rentabilidade financeira possível. Estas simulações serão efetuadas com recurso a uma folha de cálculo de desenvolvida através de *Microsoft office Excel* e ao *software* PVSYST de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos.

2. Energia Fotovoltaica em Portugal

Desde 2005 que a dependência energética de Portugal tem vindo a diminuir. Apesar disso, representa ainda um valor superior a dois terços, cerca de 72% em 2014 [10]. Este valor, ainda elevado, é causado maioritariamente pela importação de combustíveis fósseis para o setor dos transportes e produção de energia elétrica. Segundo o relatório “Energia em Portugal 2014” publicado pela Direção Geral de Energia e Geologia em março de 2016, a produção de eletricidade de origem renovável foi de 61%, em que, 2% corresponde à energia fotovoltaica, destacando-se a energia hídrica e eólica com valores de 51% e 37%, respetivamente.

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), da diretiva Europeia 2009/28/CE, introduz a obrigatoriedade dos países da União Europeia submeterem um plano de utilização de fontes renováveis. Portugal tem como objetivo para 2020 que 31 % da energia consumida seja fornecida através de fontes de energia renovável. No que diz respeito ao setor da energia fotovoltaica é previsto ter uma capacidade total instalada de 1500 MW[2]. Em julho de 2015, a capacidade instalada era de 439 MW, para que esse meta seja atingida terão de ser instalados aproximadamente mais de 210 MW/ano até 2020, divididos entre centrais de grande dimensão, UPAC’s e UPP’s [11].

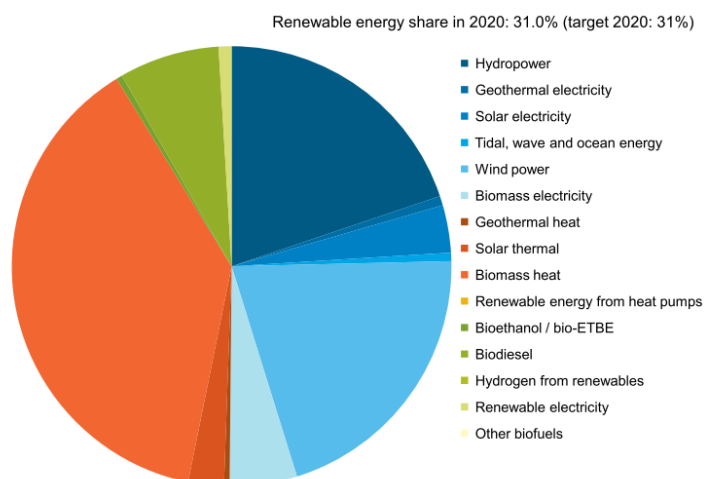


Figura 2.1 – Distribuição por tecnologia renovável para os objetivos de 2020[2]

Portugal é um dos países da Europa com maior número de horas de sol, com mais de 2300 horas /ano a norte e cerca de 3000 horas/ano a sul. No entanto, quando comparado com outros países da União Europeia, como é o caso da Alemanha, que apesar de ter um número de horas de sol muito inferior (média de 1600 horas/ano), tem um investimento mais relevante na tecnologia fotovoltaica [2]. Este aspeto demonstra que, apesar da abundância deste recurso, Portugal não retira o máximo proveito da exploração desta fonte de energia limpa.

Em março de 2007, Portugal destacou-se no mercado fotovoltaico com a inauguração da maior central fotovoltaica do mundo (àquela data), com 11 MW de capacidade instalados, em Serpa, Beja. Existem ainda outras centrais solares posteriormente instaladas com maior capacidade, como é o caso da central da Amareleja, Beja com 46 MW, que entrou em funcionamento em março de 2008, que foi novamente nomeada como a maior central do mundo (àquela data). Posteriormente, já foram construídas mais centrais fotovoltaicas com potências até 14 MW [12].

2.1. Enquadramento legislativo

A atividade de produção de energia elétrica descentralizada, foi legislada pela primeira vez pelo Decreto-de-Lei n.º 189/88 de maio de 1988. Este diploma legislativo tinha como objetivo a diminuição de dependência externa de Portugal em energia primária, criando as condições necessárias e estabelecendo os incentivos adequados para potenciar o aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente as fontes renováveis, o aproveitamento de resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, bem como a produção de eletricidade e calor simultaneamente através da cogeração.

Mais tarde, surgiu o Programa para a Eficiência Energética e Energias Renováveis, através do Decreto-de-Lei n.º 68/2002 de março de 2002. Este documento, veio impulsionar a produção de eletricidade com recurso a fontes renováveis e o aumento da eficiência energética. De acordo com este documento, a atividade de produção de energia elétrica tinha de ser feita em Baixa-Tensão (BT), destinada principalmente ao consumo próprio, o excedente poderia ser entregue na rede pública sem qualquer prejuízo ou benefício para o produtor. Os sistemas não podiam ter uma potência superior a 150 kW e o produtor tinha que consumir no mínimo 50% da energia elétrica produzida. Apesar de este diploma proporcionar aos consumidores a produção da própria energia elétrica, e assim pouparem na fatura elétrica mensal, teve uma fraca adesão uma vez que as várias tecnologias de produção de energia limpa ainda estavam em fase de maturação e desenvolvimento, tornando-as investimentos bastante avultados e com rendimentos baixos.

Após a publicação do Decreto-de-Lei n.º 363/2007 de novembro de 2007, a microprodução surgiu como estímulo ao setor da energia fotovoltaica a nível nacional, havendo assim uma mudança no paradigma da forma clássica de distribuição da eletricidade. O consumidor de energia passa a ser também reconhecido como produtor. A potência máxima de ligação das microproduções, não podia ultrapassar 50% da sua potência contratada até ao máximo de 3,68 kW, havendo uma exceção para os condomínios com potência de ligação de 11,45 kW. Este documento, existiam dois regimes ao qual o produtor se poderia inserir, o regime bonificado e o regime geral, com tarifas remuneratórias diferentes.

Para que o produtor fosse inserido no regime bonificado, para além da microprodução este necessitava de ter instalado um sistema solar térmico de 2 m² para produção de Águas Quentes Sanitárias (AQS) ou caldeira a biomassa com produção anual equivalente. A tarifa remuneratória era bastante mais vantajosa para o regime bonificado, dado que no regime geral a tarifa de venda de eletricidade era igual à tarifa de compra da energia aplicada pelo Comercializador de Último Recurso (CUR).

Tendo em conta que o Decreto-de-Lei n.º 363/2007 era dedicado fundamentalmente aos pequenos consumidores, em março de 2011 o Decreto-de-Lei n.º 34/2011 (alterado posteriormente a 19 de fevereiro de 2013 pelo Decreto-de-Lei n.º 25/2013), veio completar o anterior, abrangendo também os grandes consumidores através da miniprodução. Esta dividia-se em três escalões: Escalão I – potência inferior a 20 kW; Escalão II – potência entre 20 kW e 100 kW e Escalão III – potência entre 100 kW a 250 kW. Tal como na microprodução, a potência de ligação da unidade não podia ser superior a 50% da potência contratada no local e a energia consumida no local teria de ser no mínimo 50% da energia produzida, sendo tomado como referência os valores do ano anterior à instalação.

Como referido anteriormente, em ambas as modalidades toda a energia produzida era injetada na rede elétrica de serviço público. O valor da remuneração diminuía 5% a cada 10 MW instalados, no caso das microproduções, e nas miniproduções esta diminuição de tarifa era de 7% ao ano. No que refere ao período contratual com o CUR para venda da energia produzida era assegurada a tarifa bonificada

durante 15 anos, após esse período aplicando-se a tarifa correspondente ao regime geral desse ano, nas duas modalidades.

A grande adesão, da micro e miniprodução entre os anos de 2008 e 2011, justificou-se devido à elevada tarifa de remuneração pelo kWh vendido.

Tabela 2.1– Tarifa base do regime bonificado para os primeiros anos de exploração para micro e minigeração [13]

Ano	Microgeração [€/kWh]	Minigeração [€/kWh]
2007	0,65	—
2008	0,61	—
2009	0,59	—
2010	0,56	—
2011	0,40	0,25
2012	0,38	0,22
2013	0,20	0,15
2014	0,07	0,11

Em 2014, face ao acentuado decréscimo do preço de venda do kWh para os novos produtores, bem como a diminuição do custo dos sistemas fotovoltaicos, tornou-se urgente a criação de legislação que regulamentasse o autoconsumo, terminando com as tarifas subsidiadas e possibilitando o consumo da energia produzida no próprio local. A criação do novo diploma, que revogou os anteriores de 2007 e 2011, surgiu em outubro de 2014. O facto deste diploma ter sido publicado no final desse ano, fez com que esse ano fosse o mais débil no que diz respeito aos investimentos em tecnologia fotovoltaica, por parte dos consumidores/produtores [13][14].

Ao longo dos anos a produção descentralizada foi passando por várias fases. Na Figura 2.2, pode verificar-se essa mesma heterogeneidade. Após a publicação do Decreto-de-Lei n.º 153/2014, espera-se que o crescimento seja aproximadamente de 30 MW/ano.

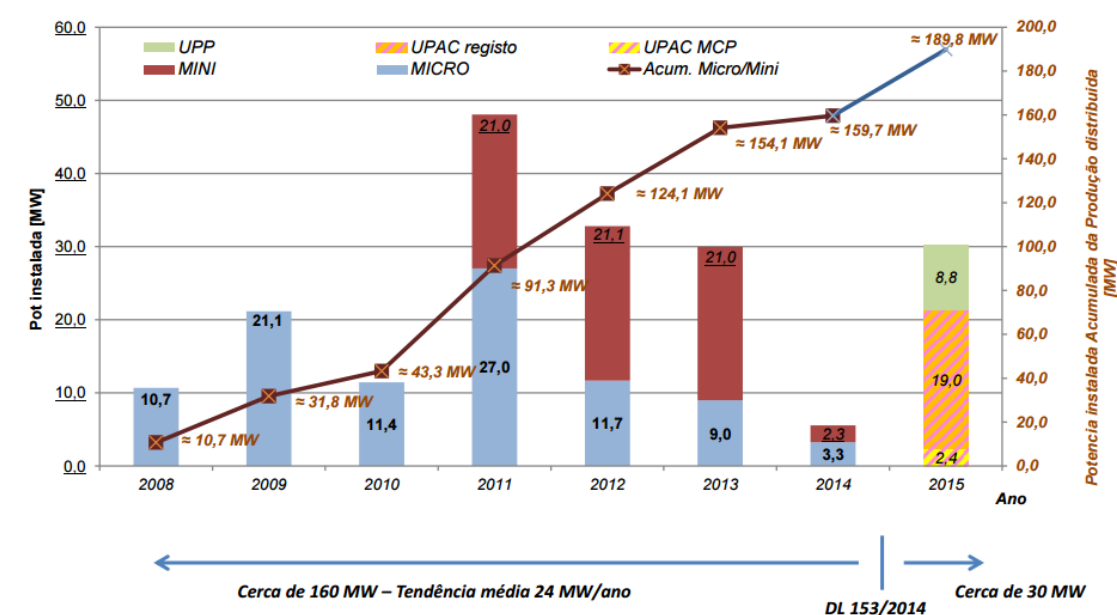


Figura 2.2 – Evolução do sector da pequena produção de energia elétrica [11]

2.2. Decreto-de-Lei n.º 153/2014

O Decreto-de-Lei n.º153/2014 foi publicado em Diário da República a 20 de outubro de 2014. Este elemento legislativo regulamenta o autoconsumo de energia elétrica, com a possibilidade de ligação à RESP. Neste documento é dado a conhecer o regime jurídico aplicado às UPAC's e UPP's. Este Decreto-de-Lei aplica-se apenas para unidades de produção cujas potências instaladas sejam superiores a 200W [15].

Este Decreto-de-Lei permite a qualquer consumidor ser elegível para produzir a sua própria energia elétrica após um registo prévio e a posterior obtenção de um certificado de exploração. O registo prévio é feito na plataforma do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).

Definições a ter em conta:

Potência instalada – a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade;

Potência de ligação – a potência máxima de injeção na RESP, no caso de instalações com inversor (es), a potência nominal de saída deste equipamento, em kW;

Potência contratada – o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo de eletricidade contratada com um comercializador.

2.2.1. UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

O regime de autoconsumo pretende que grande parte da energia consumida seja proveniente da UPAC. Desta forma é importante que o produtor, sempre que possível, garanta que o dimensionamento da UPAC se aproxime da energia consumida na instalação. A produção de energia excedente pode ser ainda injetada na RESP para venda, através da celebração de um contrato de venda com o CUR. O valor de venda é calculado com base na Equação 2.1.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$$

Equação 2.1

Sendo:

$R_{UPAC,m}$ – Remuneração da EE fornecida à RESP no mês “m” em €

$E_{fornecida,m}$ – Energia fornecida pela UPAC no mês “m” em kWh;

$OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”, em €/kWh;

“m” – O mês a que se refere a contagem da EE fornecida ao RESP.

Os principais requisitos de uma UPAC são:

- A potência de ligação terá de ser igual ou inferior à potência contratada e a potência instalada não poderá ser duas vezes superior à potência de ligação à RESP;
- Numa UPAC de potência instalada igual ou superior a 200 W e que não exceda os 1,5 kW é apenas necessária uma Mera Comunicação Prévia (MCP) da instalação. Todas as instalações de potência superior a 1,5kW até ao máximo de 1 MW necessitam de um registo prévio detalhado bem como a obtenção de certificado de exploração;
- Para uma UPAC com uma potência superior a 1,5 kW é obrigatória instalação de um contador de energia elétrica, equipado com modem GSM para emitir as leituras remotamente.

Atualmente os produtores em regime de UPAC não pagam a taxa de compensação mensal, valor que apenas surtirá efeito quando a potência instalada em UPAC atingir 1% da potência instalada do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O Decreto-de-Lei n.º 153/2014, não prevê para já qualquer quota anual para este tipo de produção.

Todas as instalações deverão possuir um seguro de responsabilidade civil, estando ainda sujeitas a inspeções periódicas para verificar se a potência instalada corresponde à mesma que no momento do registo. Estas inspeções serão realizadas em intervalos de 10 anos para potências entre 1,5 kW a 1MW e 6 anos para as restantes.

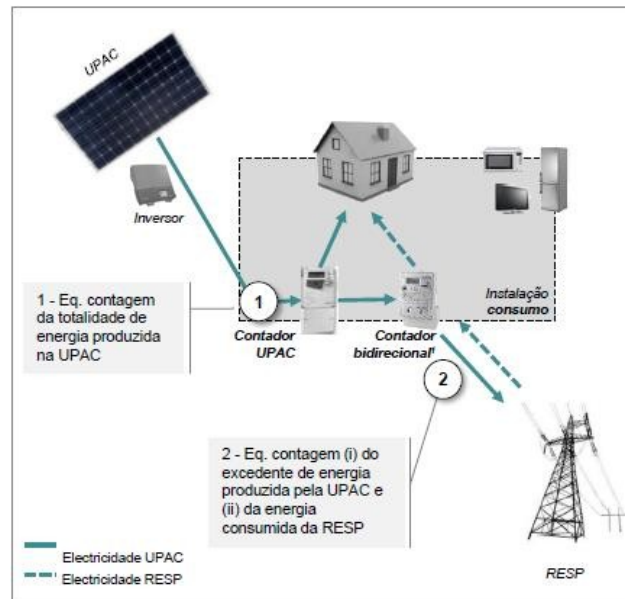


Figura 2.3 – Unidade de produção em autoconsumo ligada à rede elétrica[15]

2.2.2. UPP – Unidade de Pequena Produção

Para uma unidade de produção ser considerada uma UPP esta terá que ter uma potência instalada até 250 kW, sendo que esta não pode ser superior a 100% do valor da potência contratada no local, e a totalidade da energia produzida terá que ser injetada na RESP. Como último requisito, a energia consumida no local de instalação da UPP terá de ser igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade[16][9].

A potência de ligação total nacional tem a cada ano civil uma quota anual máxima de 20 MW [16][9][17].

O regime remuneratório das UPP divide-se em três categorias:

- Categoria I – Instalação apenas de UPP – Tarifa 0,0949 €/kWh;
- Categoria II – Instalação de uma UPP bem como a instalação de uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos – Tarifa 0,1049 €/kWh;
- Categoria III – Instalação de uma UPP bem como a instalação de coletores com o mínimo de 2 m² ou caldeira de biomassa com produção anual térmica equivalente – 0,0990 €/kWh[18].

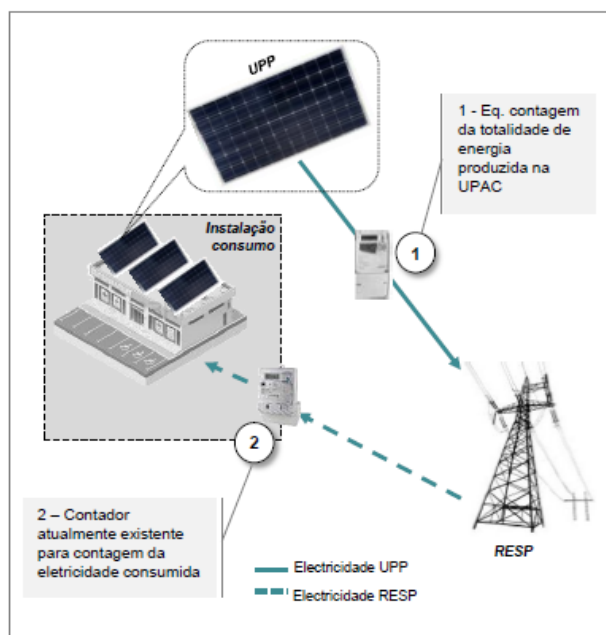


Figura 2.4 – Unidade de Pequena Produção[15]

2.2.3. SERUP – Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção

O acesso à plataforma SERUP é feito no *website* da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [17]. Esta é a entidade responsável pela fiscalização das unidades de produção. Desta forma, tem como funções a aprovação dos pedidos de registo, autorização da instalação, realização da inspeção, emissão do certificado de exploração e ainda, quando requerido, dar o apoio à celebração do contrato de venda com o consumidor de último recurso.

No SERUP os registos dividem-se em três categorias: MCP (Mera Comunicação Prévia), UPAC e UPP. Todas elas poderão estar ligadas à RESP.

O processo para o licenciamento de uma UPAC de uma potência instalada superior a 1,5 kW tem de obedecer aos seguintes passos:

1. Registo do produtor e da UPAC;
2. Pagamento da taxa de exploração, em que o valor das taxas varia entre 30 € a 750 € para instalações ligadas à RESP e 70 € a 500 € para instalação com injeção zero na rede[19];
3. Aceitação do pedido por parte da DGEG;
4. Instalação da unidade de produção, que deverá ser efetuada por uma entidade instaladora, com alvará de atividade no setor e um técnico responsável do setor da energia. A empresa instaladora deve prestar todo o apoio no processo ao produtor;
5. Pedido de inspeção e realização da mesma;
6. Emissão do certificado de exploração caso a UPAC não necessite de reinspeção;
7. Celebração do contrato de venda com o CUR, caso se aplique;

8. Entrada em funcionamento da UPAC[20].

Nas UPP's o processo é semelhante, sendo que neste caso após o pagamento da taxa de exploração, o produtor está sujeito ao leilão de atribuição de potência e tarifa remuneratória correspondente.

2.3. Potência Fotovoltaica Instalada desde 2015

A plataforma SERUP disponibiliza para consulta pública desde abril de 2015 a julho de 2016, todos os registos de UP's efetuados, sendo mais fácil acompanhar o crescimento do número dos produtores de energia descentralizada. Os dados compilados pela DGEG estão divididos pelos três segmentos de registo, nomeadamente, UPAC, MCP e UPP. Sendo que as UPAC's e as MCP's encontram-se dentro das Unidades de Produção para Autoconsumo divididas pelo seguinte intervalo de potência:

- MCP- Potência instalada superior a 0,2 kW e inferior ou igual a 1,5 kW;
- UPAC - Potência instalada superior a 1,5 kW.

Em março de 2015, foram instaladas as primeiras UPAC's, totalizando, no final do mesmo ano, um total de 406 soluções fotovoltaicas, com uma potência instalada de 21,76 MW. De realçar que nos meses de agosto e setembro foram instalados cerca de 10 MW, que corresponde a cerca de 46% das instalações do referido ano.

No ano de 2016 até ao final do mês de julho, foram efetuadas 394 instalações, num total de 15,48 MW de potência instalada. Nos primeiros meses do mesmo ano, quando comparado com o ano anterior, foi notória a clara aposta neste tipo de produção energética, com uma média de 55 instalações por mês.

Desde a instalação das primeiras UPAC's que estas já contabilizam as 800 instalações e um total de potência de 37,24 MW[21].

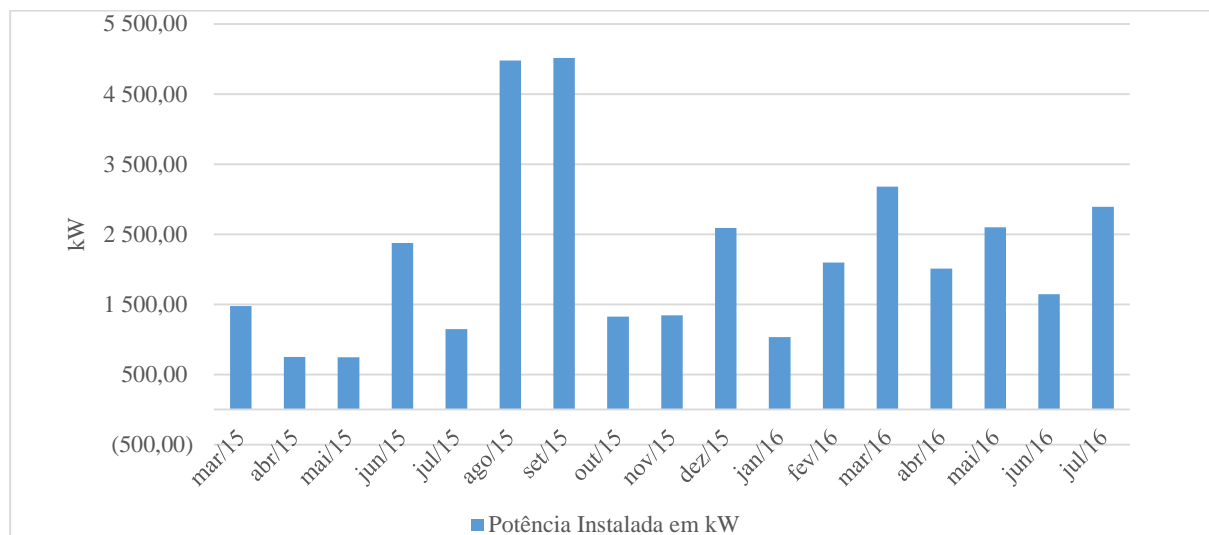


Figura 2.5 – Potência instalada em UPAC's > 1,5 kW por mês até Julho 2016

No gráfico da Figura 2.6 está representado o número de instalações por dimensão das mesmas. Durante os primeiros 16 meses, o intervalo de 5 até 20 kW foi aquele que obteve uma maior adesão por parte dos produtores, aproximadamente 39% das instalações. Este valor corresponde apenas a 8% de toda a capacidade instalada em regime de UPAC. Apenas 4,25% de 800 instalações, têm uma potência superior a 250 kW, que por sua vez, representando cerca de 41% da potência total instalada no regime falado anteriormente.

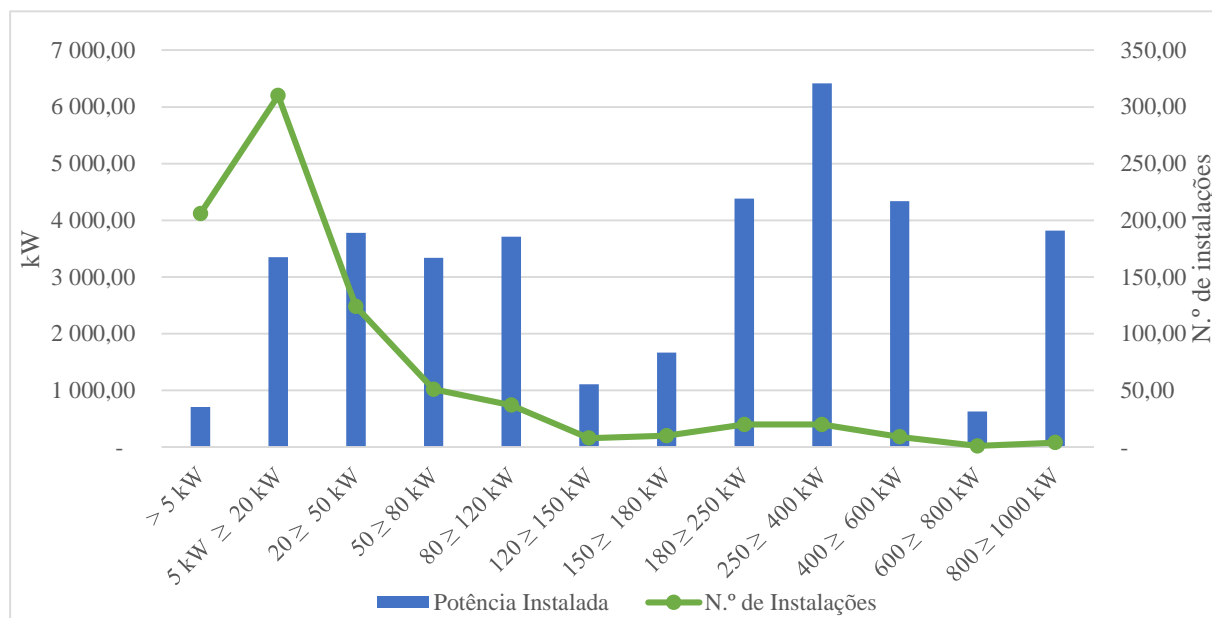


Figura 2.6 – Potência instalada por dimensão da instalação fotovoltaica

Tal como referido anteriormente, para potências inferiores ou iguais a 1,5 kW é apenas necessário uma Mera Comunicação Prévia, no SERUP. Até julho do presente ano civil, foram instaladas 5816 soluções fotovoltaicas de pequena dimensão, totalizando uma potência de 3,4 MW. Estas instalações são na sua maioria em habitações particulares.

Tabela 2.2 – N.º de instalações e potências de MCP

Potência	N.º de instalações	Potência instalada [kW]
0 ≥ 0,50 kW	2 604,00	714,72
0,50 ≥ 1,0 kW	1 840,00	1 065,96
1,0 ≥ 1,5 kW	1 372,00	1 556,42
TOTAL	5 816,00	3 337,10

De acordo a Tabela 2.3, em unidades exclusivas para venda (UPP), foram instalados 207 sistemas PV, que se traduz numa potência instalada de 11,35 MW, divididas nas três categorias de remuneração.

Tabela 2.3 – N.º de instalações e potências de UPP

Potência	N.º de instalações	Potência instalada [kW]
até 5 kW	31,00	129,94
5 ≥ 20 kW	76,00	921,20
20 ≥ 50 kW	39,00	1 518,70
50 ≥ 100 kW	28,00	2 135,00
100 ≥ 150 kW	11,00	1 457,00
150 ≥ 200 kW	4,00	724,00
200 ≥ 250 kW	18,00	4 470,00
TOTAL	207,00	11 355,84

2.4. Custo da energia elétrica em Portugal

O custo da energia elétrica em Portugal tem sofrido aumentos constantes, desde a passagem do IVA para a taxa máxima de 23% até aos incrementos graduais ano após ano. Com a introdução do mercado liberalizado da energia elétrica no ano 2000, os consumidores de eletricidade começaram a ter a possibilidade optar por comercializadores de energia com tarifários mais competitivos, tanto no setor doméstico como no empresarial. Desta forma, o mercado do fornecimento de eletricidade passou a ter vários *players*, havendo uma separação das atividades de comercialização e distribuição, introduzindo a concorrência neste setor. No final de 2015 todos os consumidores deveriam estar no mercado livre, embora ainda existam alguns em período de transição [22].

Para justificar o aumento de custo da energia elétrica a ERSE, Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, publica no final de cada ano civil um documento chamado “*Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços*” onde refere o conjunto de pressupostos que têm influência nesse aumento de custo. Nomeadamente: a taxa aplicável ao sobrecusto de aquisição de energia elétrica a Produtores de Regime Especial (PRE); custo do MWh adquirido pelo CUR; custos decorrentes de medidas de política energética e ambientais também designados por Custo de Interesse Económico Geral (CIEG); os juros e a amortização da dívida tarifária, a taxa de equilíbrio de contas com as regiões autónomas e o custo do uso das redes são alguns dos principais mencionados neste documento [23]. Também noutro documento, publicado pela *International Energy Agency* (IEA), um estudo realizado em 2016 sobre Portugal – “*Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016*”, é mencionado que os preços praticados são demasiado elevados para os padrões de referência. Esse estudo mostra ainda o elevado preço da energia elétrica pago pelos portugueses (que para os consumidores domésticos tem um preço final de 0,2131€/kWh)¹ que está acima da média da União Europeia-28. Já para os consumidores industriais o preço é aproximado dos 0,1010 €/kWh² e está entre os mais elevados da União Europeia, ocupando a oitava posição[24].

¹ Preço para consumidor doméstico, de acordo com o *Eurostat*, com um consumo compreendido entre os 2.500 kWh e os 5.000 kWh. Os preços apresentados incluem taxas e IVA. Segundo semestre de 2013

² Preço para consumidor industrial, de acordo com o *Eurostat*, com um consumo compreendido entre os 500 MWh e os 2.000 MWh. Os preços apresentados não incluem taxas e IVA. Segundo semestre de 2013

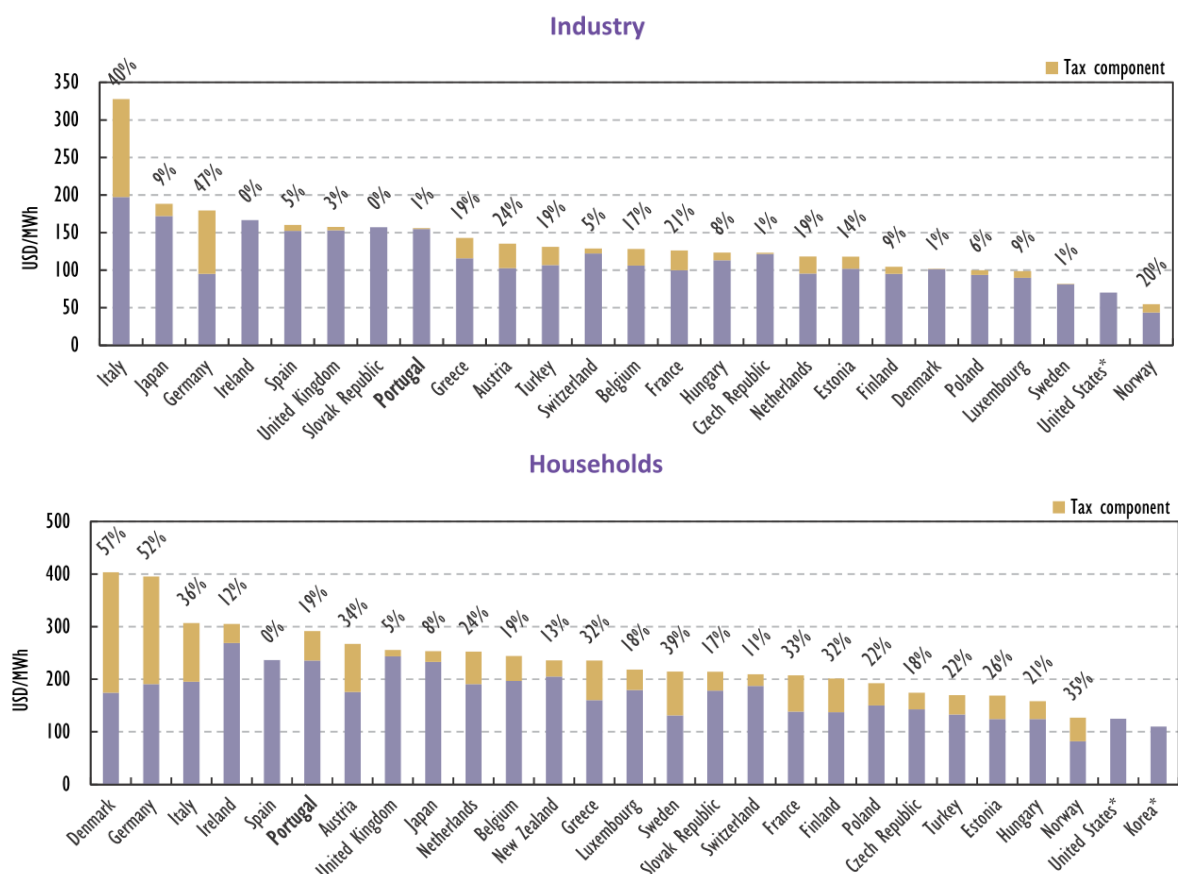


Figura 2.7 – Comparação do preço de energia elétrica praticados pelos membros da IEA no setor industrial e doméstico [24]

Ao analisar com maior detalhe a evolução dos preços da energia elétrica nos últimos 5 anos no setor industrial (no intervalo de consumos onde está inserido o caso de estudo da fábrica Palmetal, que será apresentado), no gráfico da Figura 2.8 retirado do *website* do Gabinete de Estatísticas da União Europeia, Eurostat[4], verifica-se que Portugal, ao longos últimos cinco anos, teve um incremento na tarifa média superior a 30%, quando comparado com a média dos 28 países da União Europeia desde 2014 em que a tarifa média paga é sempre superior em aproximadamente 10%.

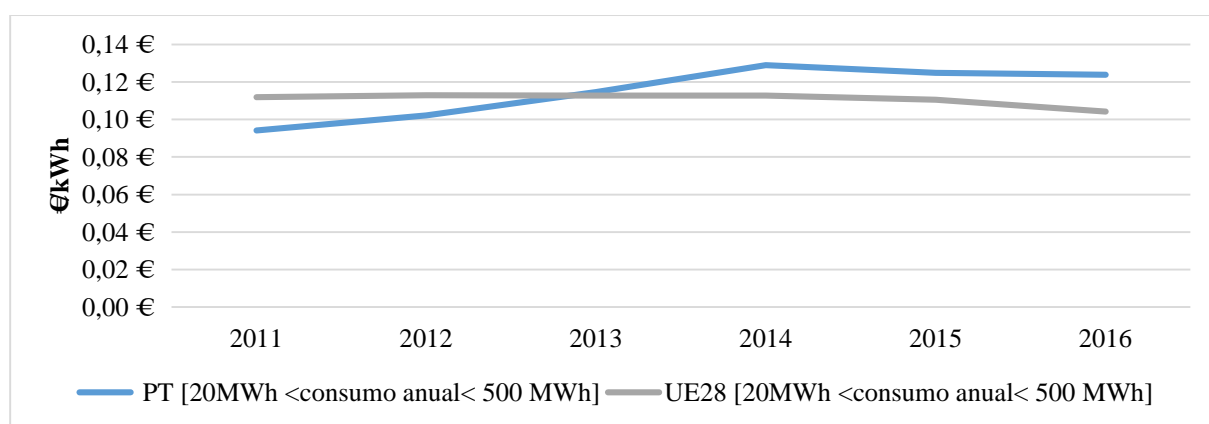


Figura 2.8 – Evolução da tarifa média em €/kWh para o setor industrial, valor de taxas e IVA excluídos [4]

3. Autoconsumo energético – Energia Fotovoltaica

A possibilidade de produção da própria energia elétrica por parte dos consumidores trouxe inúmeras vantagens, tais como: deixar de estar completamente exposto à flutuação de preços do mercado, redução considerável da fatura da energia elétrica, investimento de baixo risco e produção de energia limpa [25].

O autoconsumo, oriundo de fontes renováveis, tem um enorme potencial no que diz respeito à redução de custos com a fatura da eletricidade. Em particular, a diminuição do custo de implementação da energia fotovoltaica, tornou-a economicamente atrativa para a produção de energia elétrica em autoconsumo [26]. No caso do sector comercial/industrial, os investimentos realizados na tecnologia, têm demonstrado períodos de retorno de investimento médios entre os 4 e os 8 anos. Este investimento para além de permitir rentabilizar as suas coberturas ou telhados das empresas, contribui para que estas sejam reconhecidas no mercado como instituições sustentáveis a nível energético [8].

3.1. Diferentes tipos de autoconsumo

3.1.1. Sistemas *Off-grid*

Os sistemas *off-grid* ou isolados encontram-se totalmente desligados da RESP. Por norma, são sistemas utilizados em habitações situadas em locais remotos onde não existe distribuição de energia elétrica em baixa tensão ou simplesmente por opção por parte do consumidor em ser autónomo energeticamente. Estas pequenas centrais de energia elétrica podem ter como fonte de produção sistemas de origem renovável, sempre com recurso a armazenamento de energia devido à imprevisibilidade da produção, ou fontes de energia fósseis que tornam estes sistemas, para além de mais dispendiosos na sua exploração, muito mais poluentes.

No caso dos sistemas fotovoltaicos *off-grid* é importante ter em conta o diagrama de cargas do local, para que o dimensionamento do campo fotovoltaico e do banco de baterias de armazenamento químico seja bem elaborado.

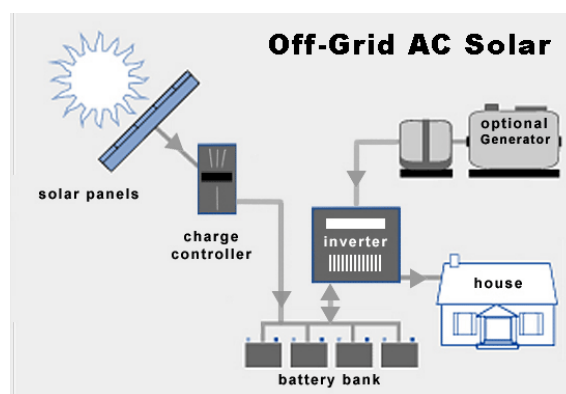


Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico off-grid [27]

3.1.2. Sistemas com ligação à rede

No caso dos sistemas de autoconsumo ligados à rede, quando a energia consumida é superior à energia fotovoltaica disponível, a restante é comprada à rede elétrica de serviço público. No entanto, quando existe um excedente na produção, em determinado instante, a eletricidade poderá ser injetada na rede e o produtor é remunerado por essa venda a uma tarifa calculada pela Equação 2.1. Desta forma, a energia consumida da rede e energia excedente vendida à mesma tomam dois fluxos diferentes.

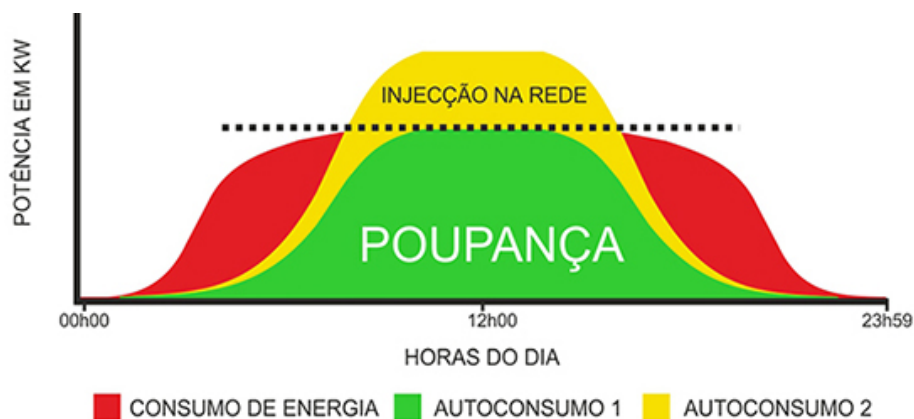


Figura 3.2 – Autoconsumo fotovoltaico com injeção na rede[28]

De forma a aproveitar ao máximo a UPAC, o produtor pode ainda optar por adquirir um sistema de armazenamento de energia, usualmente baterias de acumulação de energia em forma química. Assim, o excedente será armazenado e consumido quando a produção instantânea da UPAC não é suficiente ou não está disponível. Desta forma, o produtor irá estar a consumir energia sempre a um preço muito inferior à energia que necessitaria de comprar à rede.



Figura 3.3 – Esquema de autoconsumo com recurso a acumulação[29]

As baterias de armazenamento de energia trazem uma maior autonomia ao consumidor. No entanto, os sistemas de armazenamento ainda são muito dispendiosos face aos restantes dispositivos de uma instalação fotovoltaica. Num sistema em que se recorre ao armazenamento do excedente em baterias,

quando todas as baterias estão no seu limite de armazenamento, o excedente pode ainda ser injetado na rede; assim como o inverso, quando o sistema de autoconsumo com armazenamento não é suficiente, a diferença continua a ser comprada à RESP, como ilustrado na Figura 3.3.

O produtor tem ainda como opção não injetar qualquer energia excedente na rede, para isso terá de instalar um dispositivo de injeção zero. Nestas situações é importante o correto dimensionamento da potência do sistema de autoconsumo, dado que não é obtido qualquer proveito com energia produzida em excesso.

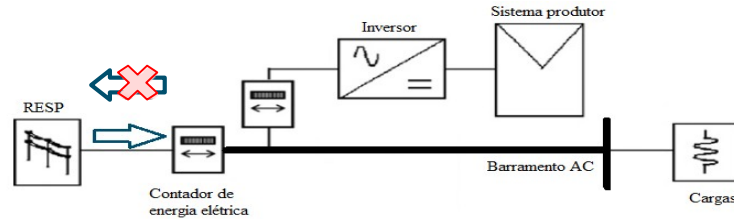


Figura 3.4 – Autoconsumo fotovoltaico sem injeção na rede[52]

3.2. Evolução do preço da Energia Fotovoltaica

3.2.1. LCOE – Levelized Cost Of Electricity

O custo da eletricidade produzida durante o tempo de vida de uma unidade produtora de energia elétrica, seja ela de origem renovável ou não, é designado por *Levelized Cost Of Electricity*. Este é o principal indicador que permite comparar tecnologias renováveis de produção de eletricidade. É também este indicador que é utilizado para a comparação com os custos da energia elétrica convencional, pelo que se revela essencial no momento de tomada de decisões, quer ao nível do investimento, quer ao nível das políticas públicas no setor energético [30][26].

Basicamente, este indicador calcula os custos totais de um sistema produtor de energia elétrica durante o tempo de vida do sistema, incluindo os custos do investimento e os custos de manutenção e operação dividindo-os com a estimativa da energia produzida pelo sistema durante o mesmo período.

A sua expressão é dada por [30]:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{k=1}^n \frac{O\&M}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{EP_k}{(1+d)^k}}$$

Em que:

Equação 3.1

- 1) LCOE – Custo da energia produzida pela central (€/kWh);
- 2) O&M – Custos anuais em operação e manutenção (€);
- 3) EP_k – Energia produzida no ano k (kWh);
- 4) d – WACC-Taxa de atualização ou desconto³ (%);
- 5) I – Investimento total inicial (€).

³ A Taxa de Desconto é o custo de capital utilizado em uma análise de retorno. Uma das formas mais conhecidas é o WACC do inglês *Weighted Average Capital Cost* (Custo Médio Ponderado do Capital). Essa taxa indica o nível de atratividade mínima do investimento[51].

No caso dos sistemas fotovoltaicos, este valor é calculado tendo como base todos os custos, investimentos e energia produzida num horizonte de 25 anos. A Alemanha, em 2014 tinha um LCOE no valor de 0,09 €/kWh, sendo que valores mais baixos são possíveis de atingir em países com maior disponibilidade de recurso solar, como é o caso de Portugal e Espanha[26].

Um estudo realizado pela secretaria da *European Photovoltaic Technology Platform*, em Março de 2015, comparou os valores de LCOE para seis cidades europeias no ano de 2014 e projetou esse valor até ao ano de 2030 com um intervalo de 5 em 5 anos. O estudo teve por base diversos cenários, tais como: sector de aplicação do sistema fotovoltaico (residencial, comercial e centrais de maior dimensão); potência fotovoltaica instalada adaptada a cada sector; custos de operação e manutenção diferentes para cada cidade e ainda quatro valores de taxas de desconto (WACC - *Weighted average cost of capital*) para diferentes formas de financiamento do investimento (0%, 2%, 4% e 6 %). Na Tabela 3.1 encontram-se os resultados para os diferentes sectores apresentados, com um valor de WACC 2% para o ano de 2014 e 2030 [31]. Verifica-se que cidades mais a norte da Europa, como Estocolmo e Munique, apresentam sempre valores mais altos de LCOE face às restantes mais a sul. A disponibilidade de recurso solar, o custo associado aos painéis fotovoltaicos, e o custo com a manutenção e operação tem muita influência na descida do LCOE. Por exemplo, para centrais de com potência de 1 MW, este estudo prevê que o LCOE em 2030 cairá aproximadamente para metade quando comparado com o ano de 2014.

Portugal, apesar de não ser considerado no estudo anterior, apresenta valores que se podem equiparar aos obtidos para Málaga, com LCOE's entre os 0,045 €/kWh e 0,060 €/kWh para sistemas fotovoltaicos de média dimensão para o ano de 2015[32].

Tabela 3.1 – Comparação do LCOE em seis cidades europeias em diferentes sectores em 2014 e previsão para 2030 [31]

Potência Pico /Sector	Cidade	LCOE (€/kWh) 2014	LCOE (€/kWh) 2030
5kW / Residencial	Londres/Estocolmo	0,138	0,081
	Munique	0,105	0,070
	Toulouse	0,100	0,060
	Roma	0,08	0,050
	Malaga	0,076	0,043
50 kW/ Comercial	Londres/Estocolmo	0,097	0,059
	Munique	0,083	0,050
	Toulouse	0,071	0,042
	Roma	0,063	0,038
	Málaga	0,057	0,036
1 MW/ Central PV	Londres/Estocolmo	0,074	0,043
	Munique	0,062	0,038
	Toulouse	0,057	0,031
	Roma	0,048	0,030
	Málaga	0,041	0,023

3.2.2. Grid Parity

Paridade da rede ou *Grid Parity* é caracterizada pela evolução das tecnologias renováveis e classifica-se como o ponto temporal em que este tipo de sistemas, quando conectados à rede elétrica, fornece energia ao consumidor final ao mesmo preço a que a energia é oferecida pelo comercializador. Desta forma, com a entrada do novo Decreto-de-Lei n.º 153/2014, tornou-se muito vantajoso a produção local da própria energia. No caso da energia fotovoltaica, o aproveitamento dos telhados ou terrenos para implantação de sistemas fotovoltaicos veio abrir uma janela de oportunidades para a produção de energia a preços bastante económicos, com valores de LCOE inferiores à energia fornecida pela RESP[33].

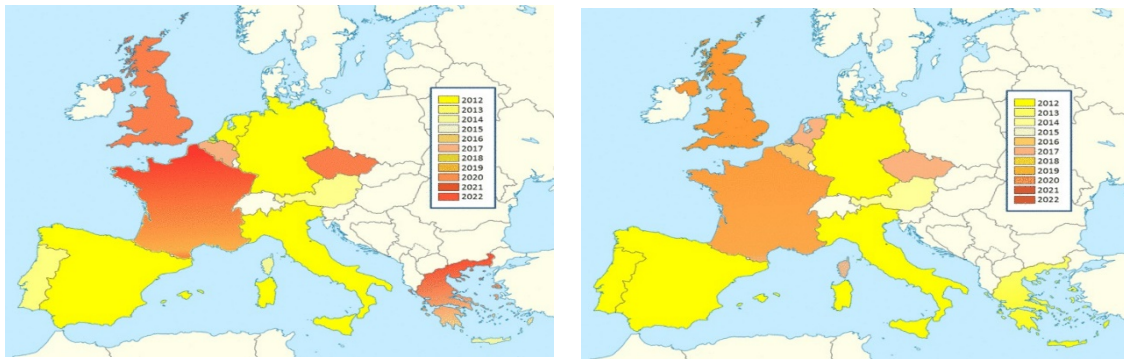


Figura 3.5 – Ano em que cada país atinge o ponto de paridade no sector doméstico (esquerda) e sector comercial (direita)[53]

Alguns países europeus já atingiram o ponto de paridade de rede quando comparado com o custo de produção de energia fotovoltaica, devido ao custo da energia elétrica no país, diminuição do preço dos sistemas fotovoltaicos e a disponibilidade de recurso solar.

3.3. Especificidades do dimensionamento de sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico

O autoconsumo fotovoltaico veio trazer uma análise e um tratamento diferente à implementação de uma solução fotovoltaica. Se durante a micro e miniprodução os únicos fatores para o cálculo da definição de potência a instalar eram a área disponível e a potência contratada do local, com a chegada do autoconsumo fotovoltaico com ligação à RESP em Portugal, outros fatores são necessários ter em conta. O objetivo do autoconsumo é consumir o máximo da energia produzida no local. Para isso é importante conhecer alguns aspetos técnicos como: o perfil de consumos detalhado, o tipo de contrato de fornecimento de eletricidade com o fornecedor assim como área disponível, inclinação e orientação mais favorável a implementar. Outros aspetos relevantes nos estudos de autoconsumo fotovoltaico são os indicadores de avaliação económica e desempenho energético da UPAC.

3.3.1. Contrato de energia elétrica e tarifários

No mercado português existem vários tipos de contrato de eletricidade, que variam com a potência contratada e com a quantidade de energia elétrica consumida. São cinco os tipos de classificação tarifária: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT).

A BTN destina-se a pontos de entrega com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW, este pode ser tarifa simples, bi-horária ou tri-horária, dependendo da potência contratada. Quanto maior a potência

contratada mais dispendioso será o kWh consumido no período diurno. Para o caso dos contratos em tri-horário, existe ainda a possibilidade de escolha entre ciclo semanal ou ciclo diário; o primeiro, destina-se a consumidores sem atividade considerável ao fim-de-semana, enquanto que o ciclo diário é para consumidores com consumos contantes toda a semana.

A BTE destina-se a pontos de entrega com potência contratada superior a 41,41 kW. Neste caso apenas existe opção de tarifa tri-horário ou tetra-horário, ou seja, é idêntica à BTN, mas nestes casos há mais uma parcela na fatura, a potência em horas de ponta, que é a potência ativa média em horas de ponta durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

A MT, AT e MAT destinam-se a grandes consumidores. Nestes casos apenas existe tarifa tetra-horário e o ciclo é sempre semanal normal (com ou sem feriados) ou opcional. O ciclo semanal opcional apenas tem o tarifário de ponta durante a tarde [34][35].

Tabela 3.2 – Períodos horários presentes num ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [40]

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h

Tarifários

No que diz respeito aos tarifários, nos vários tipos de contrato, é de salientar que os pequenos consumidores, BTN e BTE são aqueles onde a energia é mais dispendiosa, principalmente em horário diurno (onde inclui período de cheias e ponta e potência em horas de ponta). Já nos consumidores em MT, AT e MAT os preços já são mais competitivos, dado ao elevado consumo e à grande potência instalada [35].

Na Tabela 3.3, está representado os períodos horários em ciclo semanal para MT, AT e MAT, ciclo que é usualmente contratado por fábricas e indústria que laborem apenas durante a semana durante o período diurno.

Uma UPAC deverá ser dimensionada para que durante os tarifários diurnos, (pontas, cheias e vazio normal e também na potência em horas de ponta), a energia solicitada à RESP seja menor, aumentando assim autonomia da instalação.

3.3.2. Diagrama de cargas

O conhecimento do diagrama de cargas é a chave para a definição da potência do sistema de produção de energia elétrica para autoconsumo fotovoltaico. Com o conhecimento em detalhe do consumo hora-a-hora do local é possível ajustar a potência do campo fotovoltaico ideal e consumir o mínimo de energia da RESP, que tem sempre um preço mais elevado que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Por outro lado, é também importante evitar o excesso regular de produção fotovoltaica, pois, quando tal acontece a UPAC irá ter um desempenho económico prejudicado uma vez que a venda de energia excedente rondará os 0,05 €/kWh. Na Figura 3.7, está representado um exemplo gráfico da influência de uma UPAC no consumo médio anual onde é possível verificar que a maior parte da área correspondente ao consumo diurno está a ser consumida a partir do sistema fotovoltaico, período esse onde o preço pelo kWh é mais elevado.

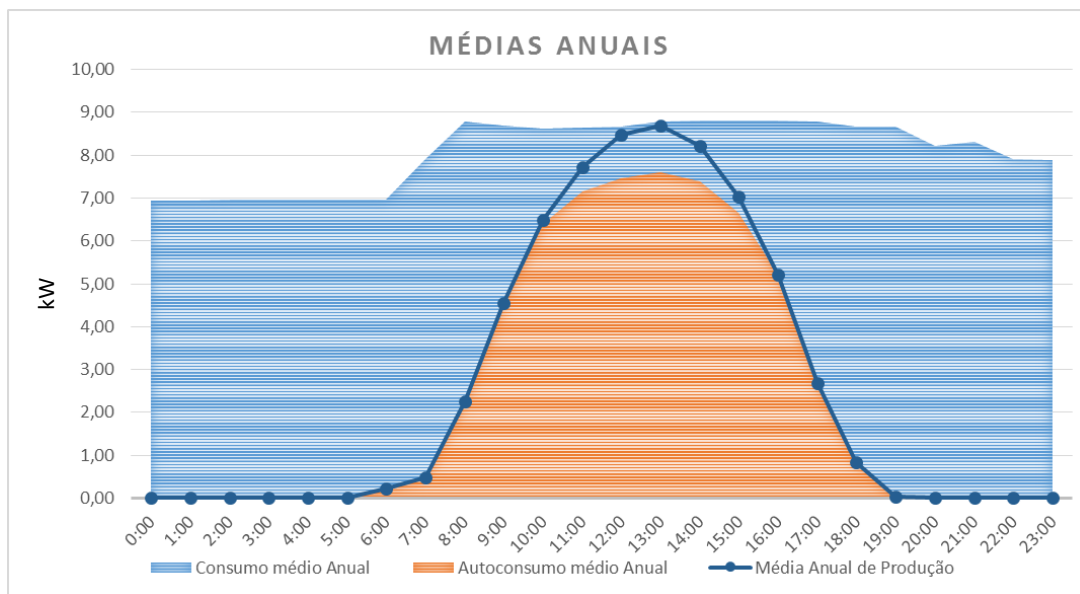


Figura 3.6 – Exemplo da influência de uma UPAC no consumo médio anual [8]

3.3.3. Área de implementação e orientação

A disponibilidade de área é um fator decisivo para a escolha da potência da UPAC. É necessário saber exatamente onde irão ficar os módulos fotovoltaicos, se estes ficam instalados na superfície inclinada, ocupando apenas a sua área bruta, ou em cobertura plana com inclinação. Neste caso, a área ocupada por cada módulo passa sensivelmente para o dobro, de modo a evitar o sombreamento entre as várias fileiras. Por vezes, apesar de existirem consumos de eletricidade que sejam ideais para a implementação de uma UPAC, a arquitetura do local pode não favorecer, e assim o investimento não se justifica, uma vez que a poupança seria reduzida.

A orientação e a inclinação dependem sempre do local da instalação. A orientação a sul com 30° a 35° de inclinação são aquelas que para Portugal Continental irão trazer uma maior produção anual. Mas, por vezes, essa orientação e inclinação poderão não ser as mais favoráveis, tudo irá depender do perfil de consumos do local. Quando é possível utilizar qualquer tipo de orientação e inclinação no local, é importante adaptar estes dois fatores, para que a poupança e o autoconsumo sejam maximizados. Por exemplo, caso exista um maior consumo nos meses de verão e durante o período da tarde, pode ser mais favorável implementar os módulos com uma inclinação mais reduzida (entre 15° a 25°) pois no verão o sol está mais baixo e com uma orientação mais desviada para poente.

3.3.4. Indicadores de desempenho energético

Um correto dimensionamento de uma UPAC irá trazer benefícios como tem vindo a ser referido. Assim, é importante ter em consideração indicadores como a taxa de autonomia, a poupança média anual e garantir que toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é na sua maioria autoconsumida.

3.3.5. Indicadores Económicos

Todos os investimentos feitos, seja por particulares ou empresas, têm de ser ponderados mediante uma rentabilidade financeira. Entre os principais indicadores estão o Período de Retorno do Investimento (PRI), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Valor Atual Líquido (VAL), calculados com base no tempo de vida útil do sistema. Para avaliar o potencial económico de uma UPAC é fundamental saber o que significam estes indicadores [36]:

- PRI, expresso em anos, é o tempo decorrido entre o investimento inicial e momento em que este atinge lucro líquido positivo que iguala o montante investido;
- VAL, expresso em euros, tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor de todos os seus *cash-flows*⁴, caso o VAL tenha um valor superior a zero no final de vida do projeto significa que a sua rentabilidade é positiva;
- A TIR, expressa em percentagem, representa a rentabilidade gerada por qualquer investimento, ao ser conhecido este valor, o critério de decisão torna-se mais simples optando-se por norma em valores de TIR elevadas.

A forma como é financiado o investimento do projeto também irá influenciar a rentabilidade do mesmo. Relativamente à origem dos fundos com recurso a capitais alheios, nomeadamente financiamento bancário, implica sempre um custo que deverá ser aferido em tempo real pelas ofertas existentes no mercado. Naturalmente que esta via, tem um impacto negativo no TIR, considerando porém que o custo atual do capital confirme o risco do beneficiário. Cabe à empresa/financiador ponderar entre suportar este custo ou mobilizar capitais próprios para o investimento, os quais têm igualmente um custo agregado, ou custo de oportunidade.

3.3.6. Critérios de seleção

Após expostas as principais especificidades do dimensionamento de uma UPAC com conexão à RESP, a instalação ideal para garantir uma rentabilidade financeira máxima deverá garantir a maior TIR e o menor PRI. Por outro lado, deverá ser também atingido a maior poupança na fatura que garanta que a maioria da energia seja autoconsumida. Desde modo, o principal objetivo passa por atingir a melhor poupança possível na fatura para a maior rentabilidade financeira.

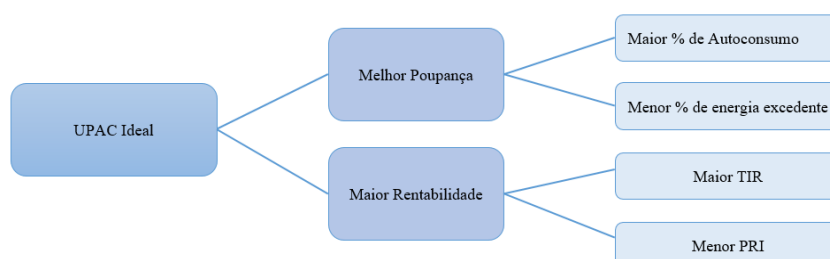


Figura 3.7 – Critérios de seleção de uma UPAC ideal ligada à RESP

⁴ *Cash-flow* - termo anglo-saxónico que em português tem a tradução para fluxo de caixa.

4. Caso de Estudo – Fábrica Palmetal

Neste capítulo será apresentado o caso de estudo, o sistema fotovoltaico da Fábrica Palmetal, que servirá de base para esta dissertação.

Serão apresentados os seguintes pontos: perfil de carga do local de consumo, descrição do sistema fotovoltaico existente e influência da produção renovável no consumo energético da fábrica.

4.1. A Fábrica Palmetal

A Palmetal Armazenagem e Serviços S.A foi criada em 1993 com o objetivo de assistir todas as siderurgias fornecedoras da *Volkswagen-AutoEuropa*. Conta atualmente com 21.000 m² de área dividindo-se em 3 armazéns, Armazém 1 - Escritórios e Logística de Bonines, Armazém 2 - Linha de Montagem e Armazém 3 - Receção e Expedição de Material.

As suas principais áreas de serviços são a logística, pré-montagens, manutenções, controlo e embalagem de equipamentos.

A Palmetal está preparada para fornecer qualquer tipo de apoio logístico, exceto frio, contando com o apoio de um sistema informático e de comunicação sofisticado, com possibilidade de informação *online* e adaptado às necessidades de cada cliente. Utiliza o sistema *Just In Time*, sistema de administração da produção que determina que tudo deve ser produzido, transportado ou comprado na hora exata [37].



Figura 4.1 – Vista aérea – Palmetal, com numeração dos armazéns

4.1.1. Perfil de consumos da Fábrica

A fábrica apresenta um consumo de energia elétrica medido por dois contadores de energia, um em BTE que abastece o armazém 1 e outro em MT que abastece os armazéns 2 e 3.

Nesta seção será descrito o consumo de energia elétrica do armazém 2, local onde está instalado o sistema fotovoltaico.

O horário de trabalho da fábrica está dividido em dois turnos, entre as 7h e as 24h de segunda a sexta-feira. Cumpre todos os feriados nacionais, bem como o feriado municipal.

A implementação da UPAC foi concluída em outubro de 2015. De acordo com os dados de consumo elétrico fornecidos pela plataforma da EDP Distribuição - <https://online.edpdistribuicao.pt>, o consumo anual anterior à implementação da UPAC, foi de 387 MWh (outubro de 2014 a setembro de 2015). Dados esses, que são apresentados em dois intervalos possíveis, de 15 em 15 minutos e de hora a hora, possibilitando a extração de diagramas de carga mensais. Estes dados são de elevada importância, para a realização do estudo de soluções de autoconsumo fotovoltaico [38].

O horário de funcionamento da fábrica ocorre essencialmente durante o período diurno, sendo que a energia solar pode ser utilizada como fonte de energia para parte dos seus consumos. O consumo anual nas horas de sol (7h-20h) é aproximadamente de 228 MWh, cerca de 59% do consumo anual total, referido anteriormente.

O consumo médio dos turnos encontra-se entre os 40kWh e os 50 kWh, consumo que tem origem principalmente nas linhas de montagem e iluminação, tal como se pode verificar na Figura 4.2 abaixo apresentada. Observa-se ainda que, após o último turno, mantém-se um consumo mínimo de energia de cerca de 30kWh, consumo esse derivado à permanência de alguns equipamentos da linha de montagem ligados, como compressores de ar, resistências elétricas para aquecimento das superfícies e carregamento de baterias para os empilhadores elétricos.

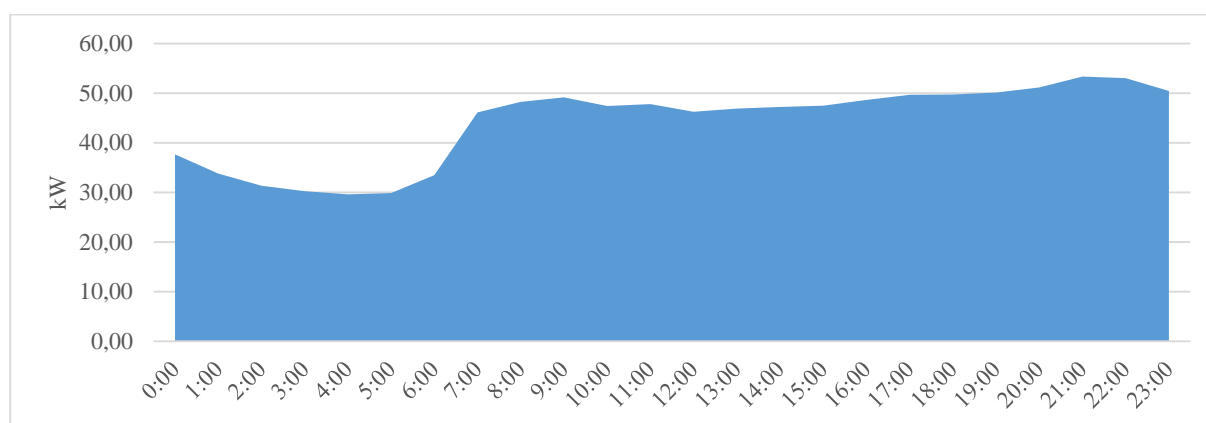


Figura 4.2 – Média dos consumos em kWh | outubro 2014 – setembro 2015

Já no ano de 2016, no período de 14 de março a 05 de maio, foi possível extrair os dados de consumo de energia elétrica, utilizando o *datalogger Solarlog 1200*, que serão discutidos posteriormente.

A semana típica, representada na Figura 4.4, foi obtida através das médias dos vários dias da semana. De salientar o dia de sexta-feira, que é relativamente inferior ao das restantes semanas, devido ao feriado de 25 de março de 2016. Já durante o fim-de-semana, os consumos são inferiores aos do igual período do ano anterior, pois realizaram-se algumas intervenções de eficiência energética, tais como mudança

da iluminação de lâmpadas de halógeneo para lâmpadas com tecnologia LED e passaram a ser desligadas as resistências elétricas que dão apoio às superfícies quentes.

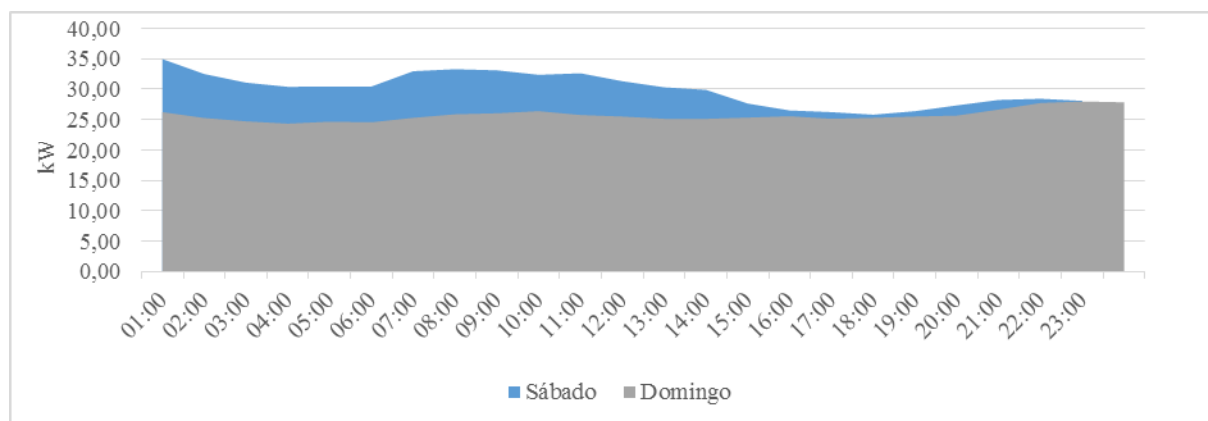


Figura 4.3 – Média dos consumos aos fins-de-semana em kWh | outubro 14 – setembro 15

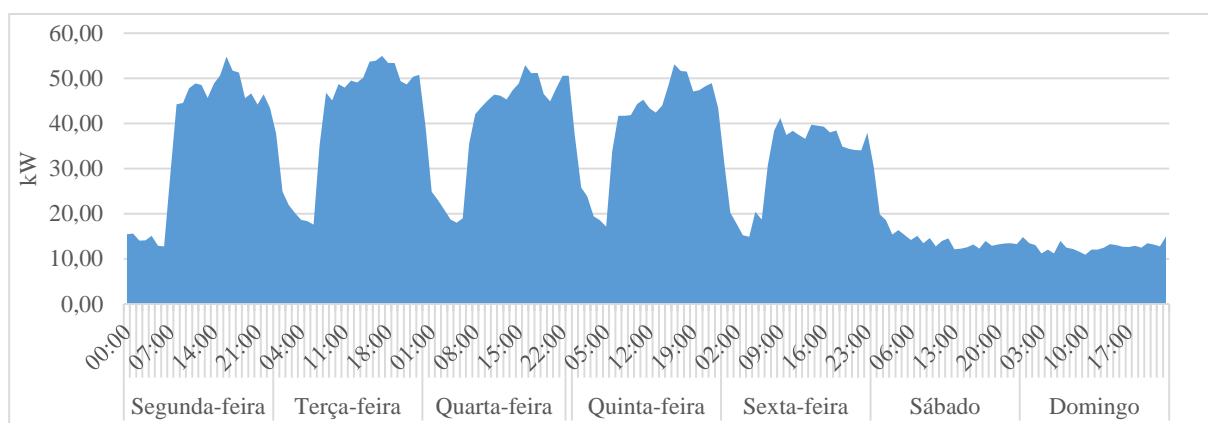


Figura 4.4 – Consumo de típico semanal em kWh | março 2016 – maio 2016

O consumo anual da fábrica encontra-se constante, com consumos, por mês, próximos dos 35 MWh, há exceção do mês de agosto, em que a fábrica durante 3 semanas entra em período de manutenção e os seus consumos diminuem significativamente, como demonstrado no gráfico da Figura 4.5.

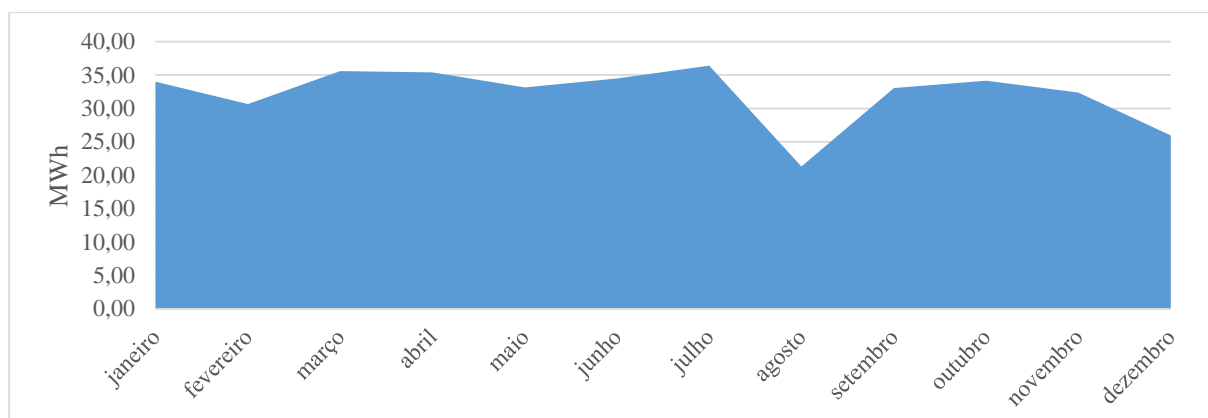


Figura 4.5 – Consumo mensal em MWh | outubro 14 – setembro 15

4.1.2. Contrato com o fornecedor de energia elétrica

O contrato de energia associado ao armazém 2 é um contrato com entrega em Média Tensão, com o ciclo semanal sem feriados, e com uma tarifa tetra-horária. A potência contratada deste ponto de consumo é de 128 kW. Nas Tabela 4.1 e Tabela 4.2 estão discriminados os horários durante o período semanal e durante o fim-de-semana, respetivamente, assim como as tarifas sem IVA obtidas através da fatura de energia elétrica fornecida pela Palmetal.

Tabela 4.1 – Horário semanal e tarifas de energia ativa | Tarifas de contrato de eletricidade da Palmetal [39][40]

Segunda-feira a Sexta-feira						
Horários	Hora de Inverno		Hora de Verão		Tarifas	Potência em Horas de Ponta
Vazio Normal	00:00	02:00	00:00	02:00	0,072061 €	0,2337 €
	06:00	07:00	06:00	07:00		
Super Vazio	02:00	06:00	02:00	06:00	0,065778 €	
Cheias	07:00	09:30	07:00	09:15	0,095282 €	
	12:00	18:30	12:15	23:59		
	21:00	23:59				
Pontas	09:30	12:00	09:15	12:15	0,106972 €	
	18:30	21:00				

Tabela 4.2 – Horário de fim-de-semana e tarifas de energia ativa | Tarifas de contrato de eletricidade da Palmetal [39][40]

Sábado					
Horários	Hora de Inverno		Hora de Verão		Tarifas
Vazio Normal	00:00	02:00	00:00	02:00	0,072061 €
	06:00	09:30	06:00	09:00	
Super Vazio	02:00	06:00	02:00	06:00	0,065778 €
Cheias	09:30	13:00	09:00	14:00	0,095282 €
	18:30	22:00	20:00	22:00	
	21:00	23:59			
Domingo					
Vazio Normal	00:00	02:00	00:00	02:00	0,072061 €
	06:00	00:00	06:00	00:00	
Super Vazio	02:00	06:00	02:00	06:00	0,065778 €

Os preços de energia deste contrato, foram negociados em Julho de 2015, sendo cerca de 6% abaixo das tarifas de médias de mercado para iguais consumos, devido à associação de dois contratos de energia elétrica com o mesmo fornecedor [35].

4.2. Descrição do Sistema Fotovoltaico de autoconsumo instalado

O sistema fotovoltaico encontra-se na cobertura do Armazém 2, com uma orientação de azimute a 0° e uma inclinação de 25°. A instalação foi realizada entre setembro e outubro de 2015, pela empresa SolarWaters. Constituída por 48 módulos fotovoltaicos de 250 W, esta UPAC totaliza uma potência instalada de 12 kWp encontrando-se sobredimensionada em 20 % em relação à potência nominal do inversor que é de 10 kW. O esquema de princípio encontra-se na Figura 4.6 [41].

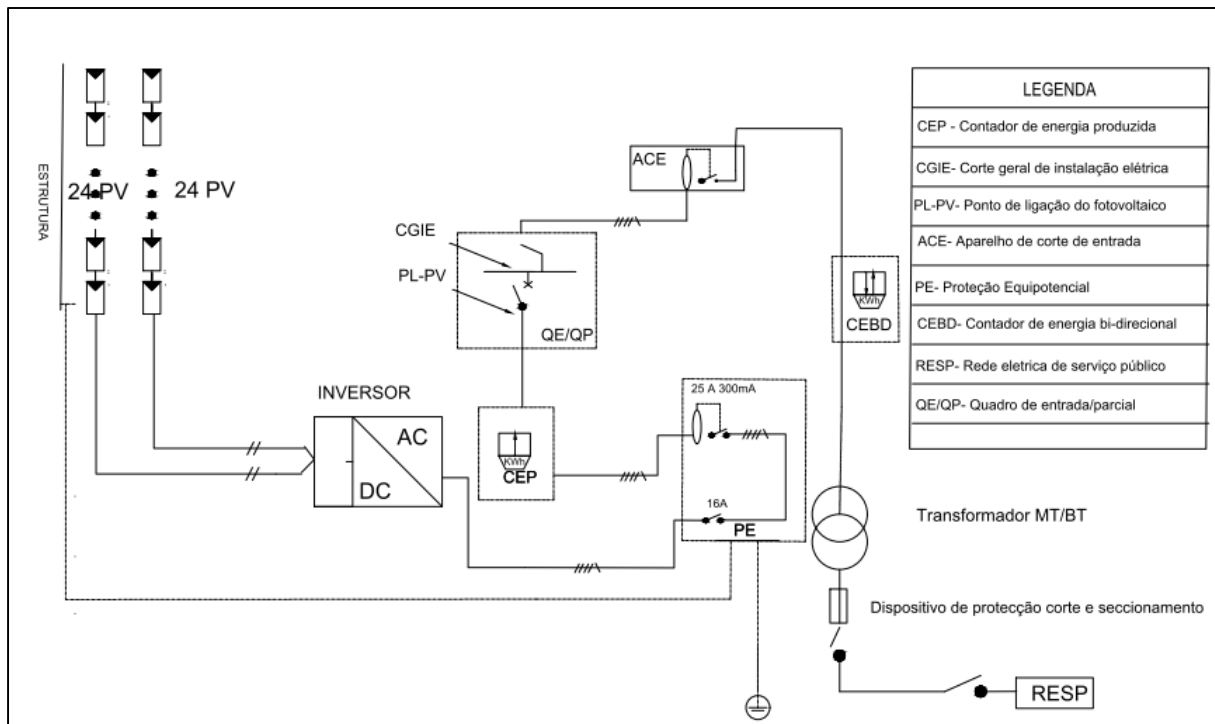


Figura 4.6 – Esquema de princípio elétrico da UPAC instalada

Os módulos fotovoltaicos utilizados foram da marca *München Solar*, modelo MSP250AS-30, de origem Alemã. Este é constituído por 60 células fotovoltaicas multicristalinas de silício, sendo a sua eficiência de 15,40%. A *München Solar* iniciou a sua produção em 2004 e conta já com uma capacidade instalada superior a 400 MW. [42].

Tal como os módulos fotovoltaicos o inversor é também de origem alemã, da marca *KACO new energy*. Esta marca foi fundada em 1914, e iniciou a sua atividade no sector fotovoltaico apenas em 1994. Os inversores *KACO* são bastante versáteis e têm um intervalo de potência desde os 0,25 a 2000 kW. O inversor escolhido é da gama *Powerdor* modelo 12 TL3, este inversor é trifásico e tem uma potência nominal de 10 kW, apresentando um eficiência europeia máximo de 98% [43].

Toda a produção solar fotovoltaica encontra-se a ser monitorizada por um *datalogger* da marca *SolarLog*, modelo *Solarlog 1200*, permitindo ao utilizador saber instantaneamente qual a energia produzida, consumida e a que está a comprar à rede. Tudo isto é possível pois o *SolarLog*, tem agregado a si transformadores de intensidade (TI's), que medem todo o consumo do armazém 2 e comunica com o inversor *KACO* através de um cabo de dados UTP, para ler a sua produção [44].

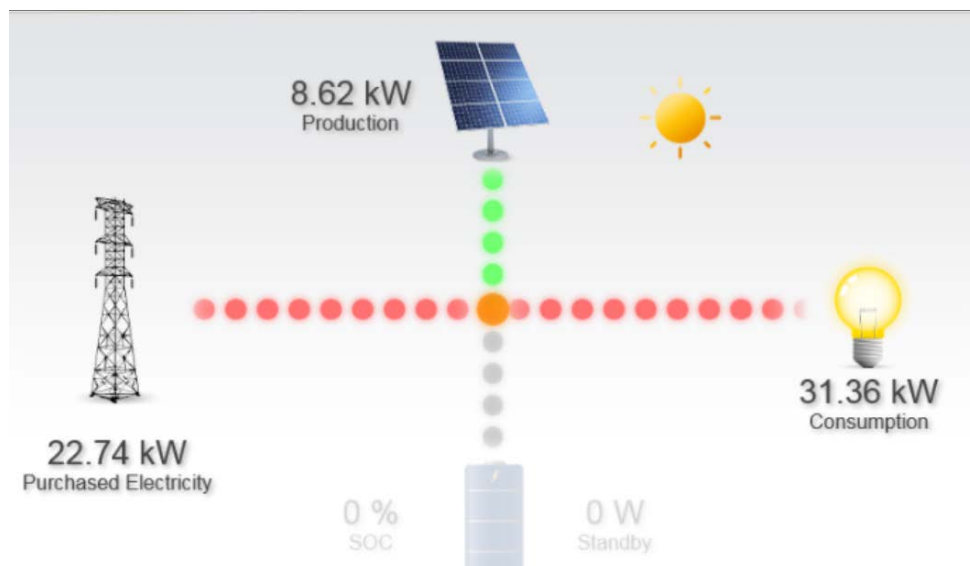


Figura 4.7 – Display de utilizador pela web | Solarlog 1200

De modo a utilizar ao máximo a energia produzida, foi implementado um sistema extra para ativação de cargas localizadas, através de um autómato, o *Relay Station*. Desta forma, sempre que existir um excedente de produção fotovoltaica, face ao consumo instantâneo do armazém, a energia solar será injetada nos carregadores de baterias dos empilhadores. Esta situação apenas poderá acontecer nos dias em que esta unidade fabril não labore, pois o consumo nos dias de semana é usualmente superior face à produção máxima instantânea que o sistema PV poderá atingir. A UPAC conta ainda com um contador de produção, que é obrigatório por lei. Este contador é da marca portuguesa JANZCE contadores de energia SA, modelo A1700.

Na Figura 4.8 está representado o esquema de princípio de comunicação entre os diversos equipamentos.

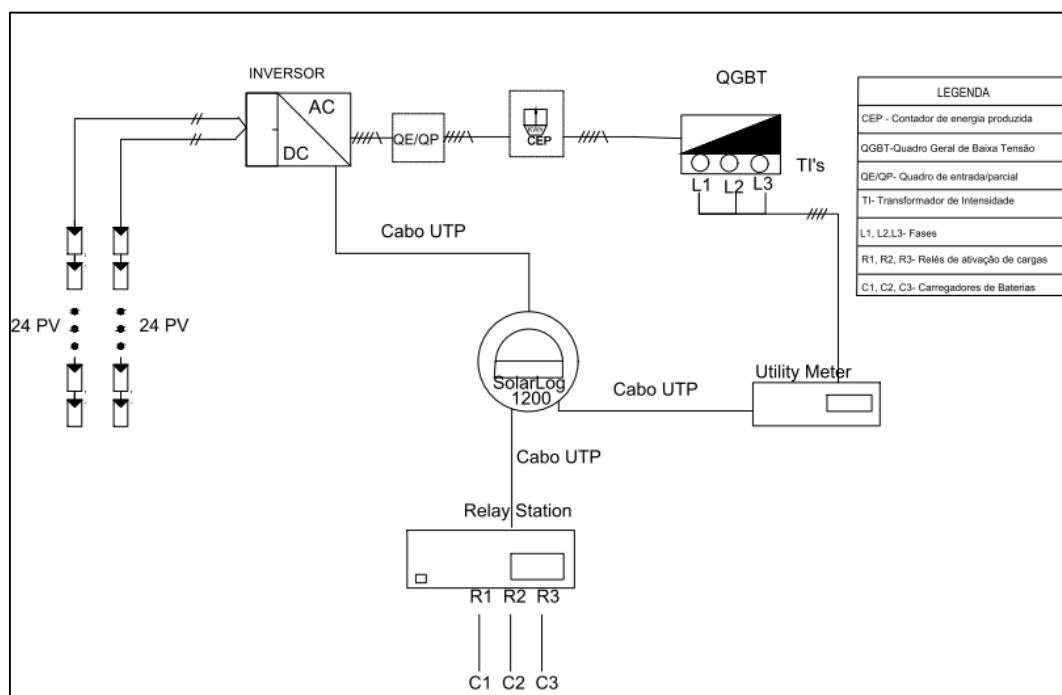


Figura 4.8 – Esquema de princípio de comunicação entre equipamentos da UPAC instalada

4.3. Apresentação de resultados reais do caso de estudo

Como referido anteriormente, o sistema fotovoltaico instalado está conectado a um *datalogger* que permite fazer a medição dos consumos e produção existentes no Armazém 2. Durante o período de 14 de março de 2016 a 05 de maio de 2016 foram analisados os consumos locais que estão representados no gráfico da Figura 4.9. No gráfico, é possível distinguir os dias em que a fábrica se encontra em funcionamento, onde os consumos se encontram maioritariamente entre os 20kWh e os 60 kWh, e os dias de fim-de-semana, onde os consumos não ultrapassam os 20 kWh. Verifica-se ainda que, a influência do sistema fotovoltaico no período de horas de sol durante a semana é baixa, em média cerca de 12% da energia consumida, atingindo por vezes valores mais altos no decorrer do pico solar, aproximadamente 20% do consumo instantâneo. Nos fins-de-semana e feriados a influência é superior, cerca de 36%. É durante esse período, em que a fábrica se encontra com consumos baixos que a energia solicitada à RESP é menor, existindo momentos em que a maioria da energia é fornecida pelo sistema fotovoltaico, com valores superiores aos 60% de energia autoconsumida, como se verifica nas Figura 4.9 e Figura 4.10.

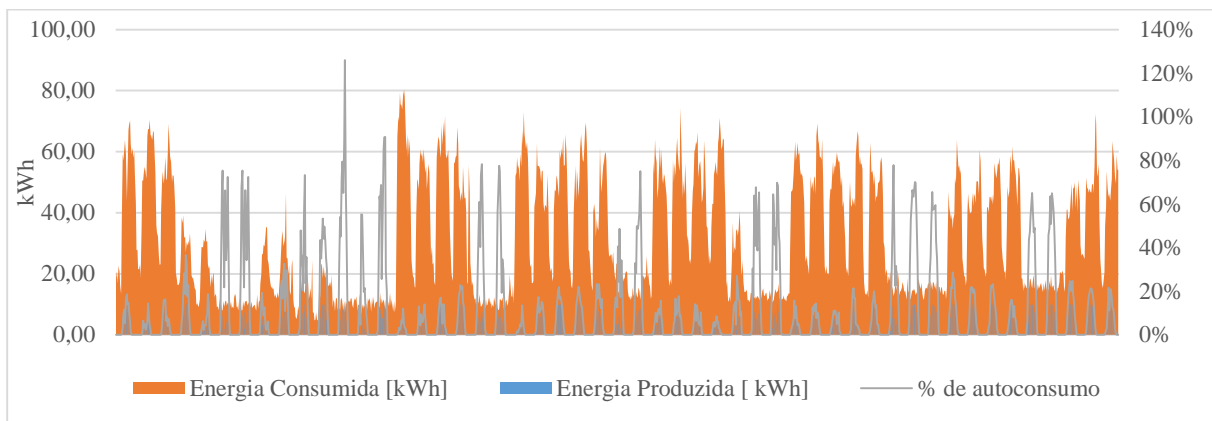


Figura 4.9 – Dados SolarLog em kWh, período de mediação 14/03/16 a 04/05/16

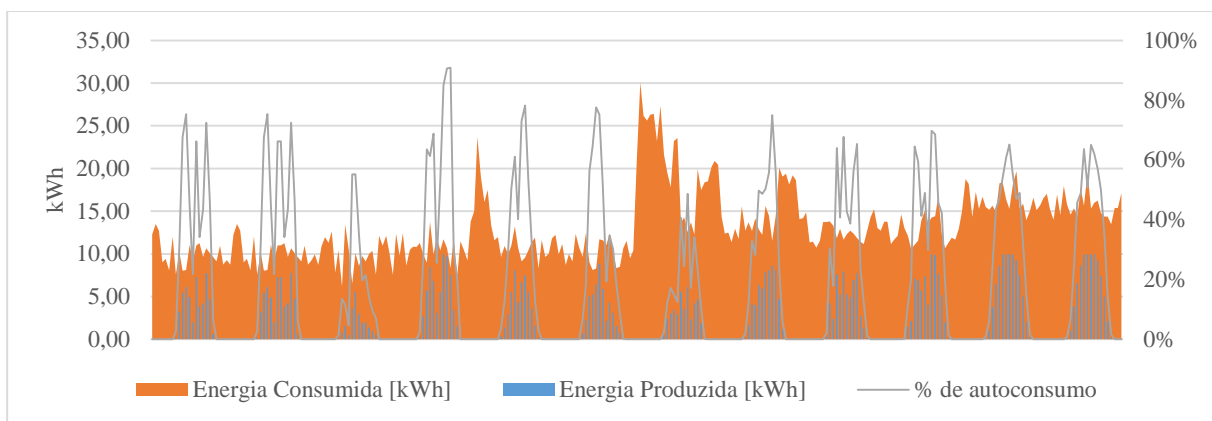


Figura 4.10 – Dados SolarLog em kWh – Período de medição 14/03/16 a 04/05/16, apenas fins-de-semanas

4.3.1. Influência do sistema fotovoltaico nas leituras do contador de consumo

Através do acesso à telecontagem da EDP Distribuição, explicado no ponto 4.1.1, foi possível extrair o consumo registado pelo contador de energia elétrica no período em que o sistema de autoconsumo já se encontrava em funcionamento. O contador de consumo da EDP Distribuição apenas irá memorizar a energia importada da RESP, ou seja, nos instantes em que o sistema fotovoltaico estiver a fornecer energia, o valor registado será menor. No gráfico da Figura 4.11 está demonstrado o efeito da produção fotovoltaica no registo da telecontagem em que, durante as horas de sol, o valor da telecontagem é relativamente mais baixo do que o consumo existente na fábrica, demonstrando assim que a fábrica está a consumir energia proveniente do sistema fotovoltaico. De salientar que os valores apresentados das leituras da telecontagem da EDP Distribuição representam os consumos dos armazéns 2 e 3, em que a maioria do consumo é efetuado pelo armazém 2, visto que o armazém 3 apenas tem iluminação quando necessário.

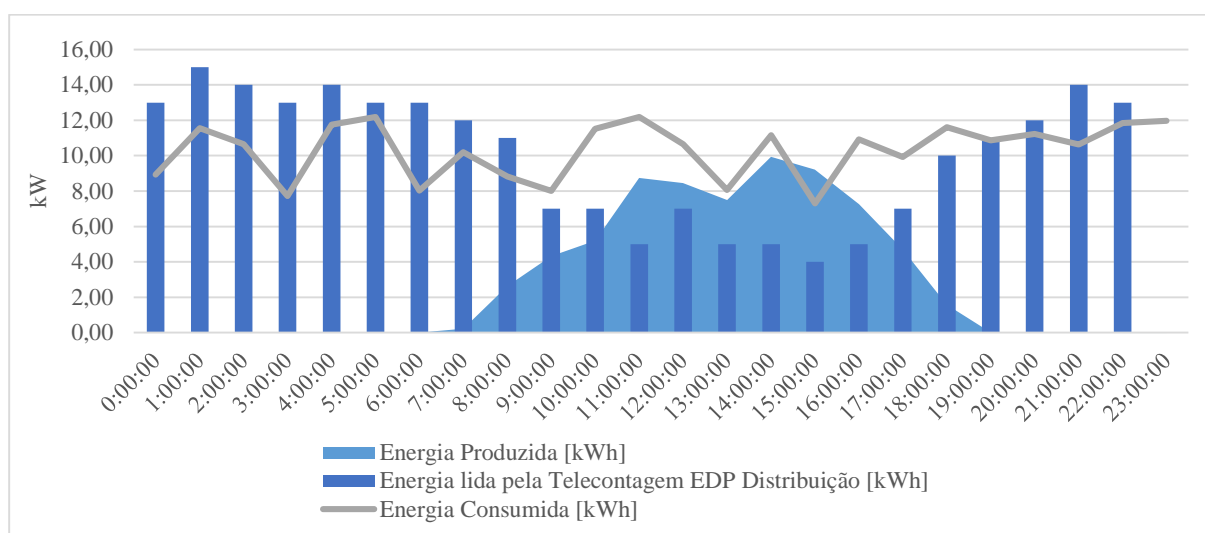


Figura 4.11 – Produção PV e consumo em kWh – Dia 25/03/2016 (Feriado)

5. Análise de Poupança e Rentabilidade

Para o correto dimensionamento da potência de uma UPAC ligada à RESP, é necessário considerar os critérios apresentados no ponto 3.4., de modo a encontrar a melhor poupança na fatura com maior rentabilidade. Como é lógico, quando mais potência fotovoltaica é instalada maior será a poupança, no entanto existe uma maior quantidade de energia excedente durante os dias de consumo reduzido. Esta energia excedente terá de ser injetada na RESP ou armazenada em baterias. A UPAC considerada neste estudo não tem armazenamento de energia pelo que todo o excedente será vendido à rede e remunerado a um valor significativamente inferior ao da compra. A escolha da instalação ótima passa sempre por aquela que irá obter a maior poupança sem prejudicar a rentabilidade financeira do investimento realizado.

5.1. *Software* de cálculo solar fotovoltaico – PVSYST

O *software* utilizado para o cálculo de produção solar fotovoltaica das várias UPAC's foi o PVSYST versão 6.39. Este programa é bastante acessível ao utilizador, permitindo fazer diferentes tipos de projetos, nomeadamente sistemas ligados à rede, isolados, dedicados à bombagem de água e ligados a uma rede de distribuição em corrente contínua (DC).

O PVSYST inclui uma base de dados com informação meteorológica horária para as principais cidades de cada país. Parâmetros como: radiação global e difusa no plano horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento, têm influência no cálculo de produção de energia fotovoltaica. Quanto aos equipamentos que são possíveis selecionar o programa inclui uma base de dados de painéis, inversores, baterias e reguladores bastante vasta, sendo possível alterar as características destes, bem como acrescentar novos equipamentos.

Para um correto dimensionamento do sistema fotovoltaico é importante ter conhecimento da inclinação e orientação do campo fotovoltaico, a sua localização geográfica aproximada, averiguar se existem ou não sombreamentos, bem como a distância entre todos os equipamentos do sistema fotovoltaico, para o cálculo das perdas ômicas. Nos projetos ligados à rede com a opção de autoconsumo fotovoltaico ou *net metering*⁵ é possível fazer o *upload* de um ficheiro CSV (ficheiro separado por vírgulas) com o perfil de consumos do local em questão. Este ficheiro terá de estar em Wh ou kWh, sendo que apenas é dado como válido se o mesmo contemplar 8760 linhas, que corresponde ao consumo em todas as horas do ano.

Dada à vasta informação que o PVSYST disponibiliza é necessário escolher apenas os *outputs* necessários. No caso das simulações apresentadas nesta dissertação, os *outputs* foram: energia das cargas, energia autoconsumida, energia AC produzida pelo inversor e energia injetada na rede, sendo que todos os valores são apresentados em Wh ou kWh [45].

⁵ Procedimento idêntico ao autoconsumo, apenas com uma particularidade no que diz respeito ao excedente de produção. Neste caso a rede externa é utilizada como armazenamento de excedente, sendo possível depois consumir essa energia injetada sem qualquer prejuízo. É assim caracterizado como um sistema de medição líquida de energia [52].

5.2. Folha de cálculo utilizada

Para realizar as várias simulações de poupança e rentabilidade foi desenvolvida uma ferramenta de cálculo exclusivamente para o contrato de energia elétrica da fábrica Palmetal.

Esta ferramenta de cálculo foi adaptada da folha de cálculo de “*Simulação fotovoltaica em autoconsumo para MT de Ciclo Semanal Normal*” utilizada pela empresa Moreme Solar. Elaborada com recurso ao *Microsoft Office Excel* e com uma base dados de vários perfis de produções solar calculados através do PVSYST. O simulador necessita apenas que o utilizador escolha a potência da UPAC, expressa em kWn.

Os cálculos efetuados consideraram os diferentes períodos horários da tarifa tetra-horária (Pontas, Cheias, Vazio, Vazio Normal e Super-Vazio e ainda Potência-em-horas-de-Ponta), pois cada período tem um valor de €/kWh diferente, sendo possível obter o valor poupado ou pago a cada hora do dia.

Os *outputs* da folha de cálculo estão divididos em desempenho energético e financeiro, onde são apresentados os valores para o primeiro ano de exploração e o total até ao final do projeto (25 anos).

Valores como energia elétrica consumida com e sem o sistema fotovoltaico, energia autoconsumida e vendida à rede, redução no consumo de energia da rede e produção específica⁶ fazem parte dos *outputs* de desempenho energético apresentados. Em relação aos indicadores referentes ao desempenho financeiro, são apresentados valores de poupança em euros, a redução percentual da componente da energia ativa e potência em horas de ponta na fatura da eletricidade e ainda indicadores como o PRI, TIR, VAL e LCOE.

Apesar desta folha de cálculo ser exclusiva para este contrato de energia (Média Tensão – Ciclo Semanal), a mesma é perfeitamente adaptável para outro tipo de instalações com o mesmo tipo de contrato, sendo apenas necessário alterar as tarifas de contratuais, e ajustar os dados da base de dados do PVSYST, para as necessidades do local de consumo.

<i>SIMULADOR</i>	
Pressupostos	
Taxa de desconto WACC	0%
Aumento do custo da energia elétrica	2,50%
Escolher a dimensão da instalação	80Kwn
Valor a Pago pela Energia no último ano	40 561,39 €
Potência Pico	kWp 96,00
Potência Nominal	kWn 80,00
Área Necessária aproximada	m ² 698,88
Investimento	€/Wp 1,05 €
	€
	100 777,94 €

Figura 5.1– Escolha da UPAC em kWn

⁶ Produção específica é expressa em kWh/kWp, representa o coeficiente da energia produzida e a potência instalada.

5.3. Pressupostos das Simulações

Para encontrar a UPAC ideal realizaram-se várias simulações, para diferentes potências nominais, com um intervalo de 10 kWn-em-10kWn, onde foram definidos os seguintes pressupostos:

Pressupostos assumidos do caso de estudo

- O local de instalação, área disponível, a inclinação e orientação são os mesmos da UPAC existente na fábrica Palmetal;
- Admitiu-se as tarifas de energia elétrica presentes no contrato entre a Fábrica Palmetal e o seu fornecedor, que constam na Tabela 4.1;
- O perfil de consumos utilizado foi retirado da plataforma da EDP Distribuição no período anterior à instalação da UPAC (outubro 2014 a setembro 2015);
- Potência máxima da UPAC inferior ou igual à potência contratada no local, ou seja, a 128 kWp.

Pressupostos técnicos

- Todas as instalações estão sobredimensionadas cerca de 20% face à potência nominal do inversor ou inversores. A maioria dos inversores fotovoltaicos encontra-se preparada para receber mais potência lado DC face à potência de saída do lado AC. Desta forma o custo por kWp da instalação fica mais reduzido e o inversor tem um desempenho superior, pois atinge a sua potência máxima durante um período mais alargado do dia [46];
- Tempo de vida mínimo do sistema fotovoltaico de 25 anos [26];
- Taxa de degradação de produção de 0,7%/ano [30];
- Custos de manutenção e operação (O&M) anual de 1 % do investimento inicial, incluindo o seguro de responsabilidade civil. Este valor é constante não sendo alterado ao longo do tempo de vida do projeto [30];
- É dada preferência a UPAC's com mais de 75% de energia autoconsumida. De modo a assegurar um maior rendimento da energia fotovoltaica produzida é dada preferência a UPAC's onde a venda máxima de eletricidade é de 25%.

Pressupostos económicos

- O período de análise económica do projeto é igual ao tempo de vida útil do sistema fotovoltaico, ou seja, 25 anos;
- Aumento de 2,5 % do custo da energia elétrica ao ano. Nos últimos anos tem-se registado um aumento gradual do preço da energia elétrica de forma a simplificar as simulações, é assumido um aumento anual de 2,5 % tendo por base a variação 2016/2015 presente no documento da ERSE - “*Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços 2016*” [23];
- Preço de venda da eletricidade excedente fixo anual de 0,045 €/kWh, valor obtido a partir da Equação 2.1., utilizando o valor de referência de 0,0501€/kWh, tarifa de 5 de outubro de 2016 para Portugal [47];
- Preço por Wp (€/Wp), da instalação variável, como consta na Tabela 4.2 [8]. De modo a elaborar simulações o mais aproximadas possível do que seria um dimensionamento de uma UPAC real. Todas as potências simuladas têm preços diferentes;
- A poupança na fatura anual apresentada é relativa aos valores de energia ativa e potência em horas de ponta existentes no passado, não são considerados os valores fixos da fatura tais como:

potência contratada, taxa de exploração DGEG e o valor do IVA. Os ganhos com a venda do excedente são também reproduzidos na poupança na fatura;

- Taxa de inflação não é considerada, devido à sua flutuação mínima nos últimos anos [48].

Pressupostos de investimento

- Investimento com recurso a capitais próprios: onde é utilizada uma taxa de desconto (WACC - *Weighted average cost of capital*) de 0%. É assumido que o valor da WACC é nulo pois os ganhos com a valorização de capital são reproduzidos no Valor Atualizado Líquido (VAL) no final do período de análise. Assim, é admitido que o capital investido no sistema de autoconsumo tem o mesmo valor no ano do investimento e no último ano do projeto;
- Investimento com recurso a capitais alheios: São utilizados dois valores de WACC, de 6% e de 7%, sendo estes os valores mínimos para este tipo de investimentos. A taxa de desconto é variável de acordo a evolução da economia e o tipo de atividade da empresa que procura financiamento, sendo por isso um valor que varia muito e imprevisível [30].

5.3.1. Preço dos sistemas fotovoltaicos

Os preços obtidos na Tabela 5.1 – Preços por W nominal e pico instalado, em setembro de 2016 [8], contemplam uma instalação básica, do género à instalação presente no caso de estudo, sendo os seus principais componentes:

- Módulos fotovoltaicos de 250 W da marca *Luxor* modelo *Eco Line P60*, este módulo apresenta um custo de 0,62 €/Wp (valor de Junho de 2016) [8];
- Estrutura de suporte triangular dos módulos em aço galvanizado, com um custo de 102 €/kWp [8];
- Inversor ou inversores de String, consideraram-se três fabricantes, *Kaco New Energy*, *Kostal* e *SMA*. Estes fabricantes foram escolhidos pelo grau de confiança e a forte presença que detêm no mercado fotovoltaico. A escolha de cada inversor para cada UPAC dependeu da melhor relação preço/qualidade⁷. O preço médio para este componente é de 125 €/kWp [8].

As restantes parcelas do valor do sistema fotovoltaico, como contador de energia produzida, cablagem e acessórios e por fim instalação/montagem do sistema, têm um custo de 470 €/un, 120 €/kWp e 145 €/kWp, respetivamente [8].

Os valores apresentados de €/Wn e €/Wp por instalação, não contemplam a taxa de exploração referida no ponto 2.2.3. bem como os custos associados à mudança do contador de consumo da EDP Distribuição.

Todos os preços apresentados não incluem a taxa de IVA de 23%.

⁷ De salientar que para UPAC's com potências superiores a 25 kWn foram considerados dois ou mais inversores.

Tabela 5.1 – Preços por W nominal e pico instalado, em setembro de 2016 [8]

Dimensão da UPAC	€/W _n	€/W _p
10kW _n 12kW _p	1,435 €	1,196 €
20kW _n 24kW _p	1,387 €	1,156 €
30kW _n 36kW _p	1,353 €	1,127 €
40kW _n 48kW _p	1,318 €	1,098 €
50kW _n 60kW _p	1,307 €	1,089 €
60kW _n 72kW _p	1,291 €	1,076 €
70kW _n 84kW _p	1,283 €	1,069 €
80kW _n 96kW _p	1,260 €	1,050 €
90kW _n 108kW _p	1,241 €	1,034 €
100kW _n 120kW _p	1,222 €	1,019 €
110kW _n 126kW _p	1,204 €	1,003 €

5.4. Apresentação e discussão de resultados

Neste ponto são apresentados os resultados provenientes as simulações realizadas para os três casos de investimento mencionados nos pressupostos. É dada uma elevada importância aos indicadores de desempenho financeiro como: TIR, VAL, PRI e LCOE e indicadores de desempenho energético, tais como: energia autoconsumida, energia vendida à rede, redução do consumo no primeiro ano e ao longo de todo o projeto e energia específica. Para a escolha da UPAC ideal os dois indicadores com maior peso são a poupança na fatura e a TIR.

5.4.1. Comparação de valores independentes da origem de fundos

Na Tabela 5.2 encontra-se os valores de LCOE, energia específica (kWh/kWp) percentagem de poupança na fatura e de energia autoconsumida. Independentemente de como o investimento é realizado estes valores não se alteram, pois o investimento inicial e os custos de O&M não se alteram com a origem dos fundos.

A UPAC com maior potência é aquela que obtém maior poupança, embora seja notório que, o crescimento da poupança é menos acentuado nas UPAC's de maior potência instalada. Enquanto que, o crescimento da poupança das primeiras instalações é bastante acentuado, onde de 10kW_n para 20kW_n o crescimento é aproximadamente o dobro, nas instalações com poupanças mais elevadas o aumento da mesma é menor, pois a percentagem de energia vendida à RESP toma valores com uma maior expressão. A energia excedente é remunerada a um valor de 0,045 €/kWh, quando poderia ser autoconsumida e assim evitar a compra a valores muito superiores (64% em vazio; 119% em cheias e 146% em pontas face ao valor da venda do excedente). Estes valores podem verificar-se na Figura 5.2, onde está representado de forma gráfica o comportamento da evolução da poupança na fatura e da energia autoconsumida das 11 UPAC's simuladas. É visível o declive acentuado na poupança da fatura nas primeiras potências simuladas, e posteriormente a suavização do mesmo. O simétrico acontece com energia autoconsumida, em que o declive é pouco acentuado no início e passa a evoluir negativamente com o aumento de potência das UPAC's. De salientar que a partir dos 90 kW_n, mais de um quarto da energia produzida é vendida à rede.

Em relação aos valores de LCOE, obtidos através da Equação 3.1, todos eles se encontram abaixo de 0,04 €/kWh. Valores estes que são bastante competitivos quando comparado ao valores pagos ao fornecedor de eletricidade.

Através da Equação 5.1, pode simplificar-se o cálculo da produção específica (kWh/kWp). Portugal, apresenta uma média horas de sol diária durante todo o ano entre as 3,50 horas e 4,70 horas, sendo o valor mais baixo registado a norte e o mais alto a sul. Valores estes, obtidos através do *PVGIS-Software online de Informação Geográfica Fotovoltaica* [49]. Os valores obtidos são idênticos em todos os casos, pois todas as instalações se encontram sobredimensionadas na mesma proporção.

$$\frac{kWh}{kWp} = n.^{\circ} \text{ horas de sol} \times 365$$

Equação 5.1

Tabela 5.2 – Comparação de valores independentes ao financiamento do investimento

UPAC	LCOE [€/kWh]	kWh/kWp	Poupança na Fatura no 1º ano	Poupança na Fatura em 25 anos	Energia Autoconsumida	Energia Excedente/vendida à rede
10kWn 12kWp	0,03776	1 729,71	6,01%	5,20%	100,00%	0,00%
20kWn 24kWp	0,03663	1 723,11	11,95%	10,34%	99,38%	0,62%
30kWn 36kWp	0,03560	1 728,18	17,76%	15,38%	96,87%	3,13%
40kWn 48kWp	0,03479	1 723,11	23,18%	20,10%	93,14%	6,86%
50kWn 60kWp	0,03452	1 720,89	28,33%	24,61%	88,86%	11,14%
60kWn 72kWp	0,03409	1 720,96	33,20%	28,89%	84,76%	15,24%
70kWn 84kWp	0,03387	1 721,98	37,63%	32,80%	80,37%	19,63%
80kWn 96kWp	0,03343	1 712,07	41,36%	36,12%	75,96%	24,04%
90kWn 108kWp	0,03277	1 720,04	44,91%	39,31%	71,10%	28,90%
100kWn 120kWp	0,03215	1 726,42	48,10%	42,20%	66,52%	33,48%
110kWn 126kWp	0,03168	1 725,65	49,55%	43,52%	64,45%	35,55%

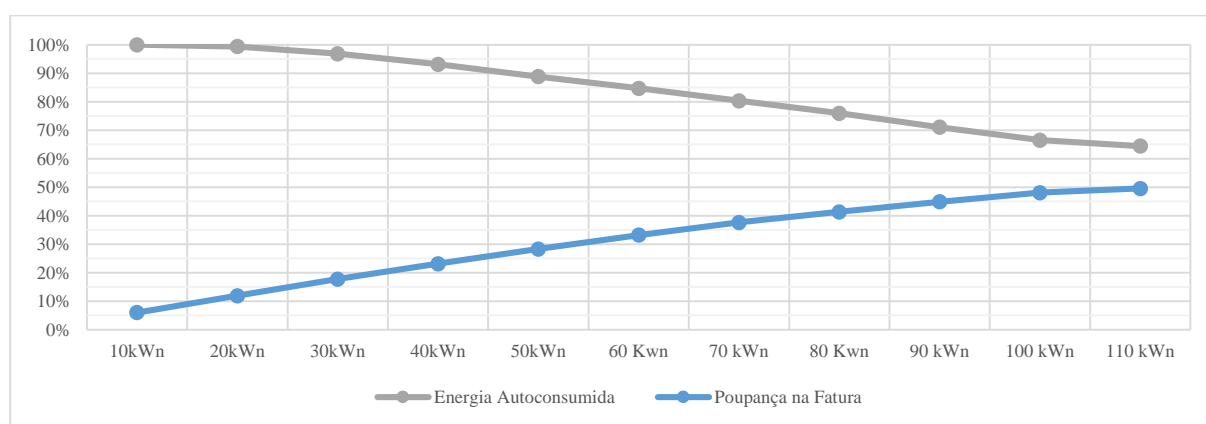


Figura 5.2 – Comparação da Poupança da fatura com energia autoconsumida

5.4.2. Investimento com capitais próprios

No financiamento através de capitais próprios é assumido que o custo do capital é a própria taxa de retorno esperada do investimento, onde ganhos com a valorização de capital são reproduzidos no VAL, no final do período de análise. Com a origem de fundos de investimento através de capitais próprios, todo risco do investimento é suportado pela empresa/investidor. Neste caso, o *cash-flow* líquido⁸ e *cash-flow* atualizado⁹ assumem o mesmo valor. Desta forma, a empresa/investidor conseguirá produzir ganhos maiores e períodos de retorno mais reduzidos.

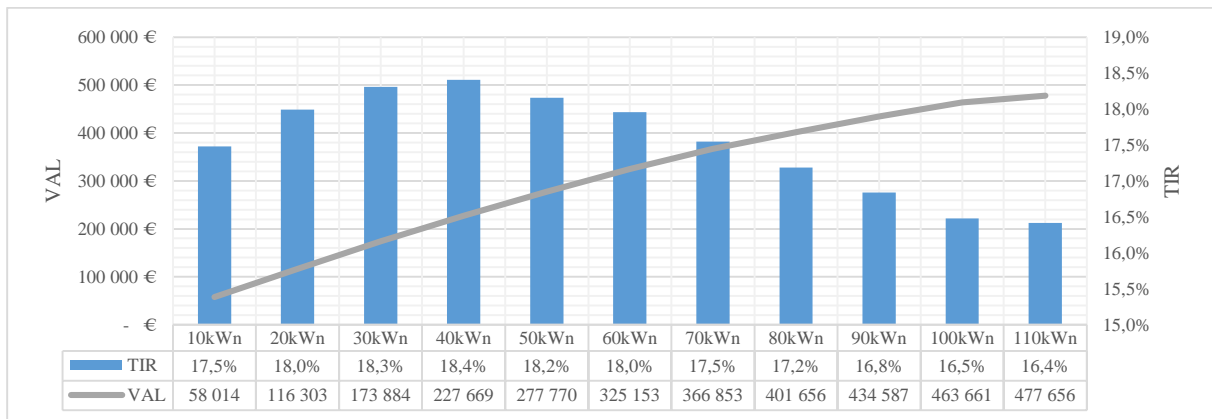


Figura 5.3 – Comparação do VAL e a TIR para as várias UPAC's

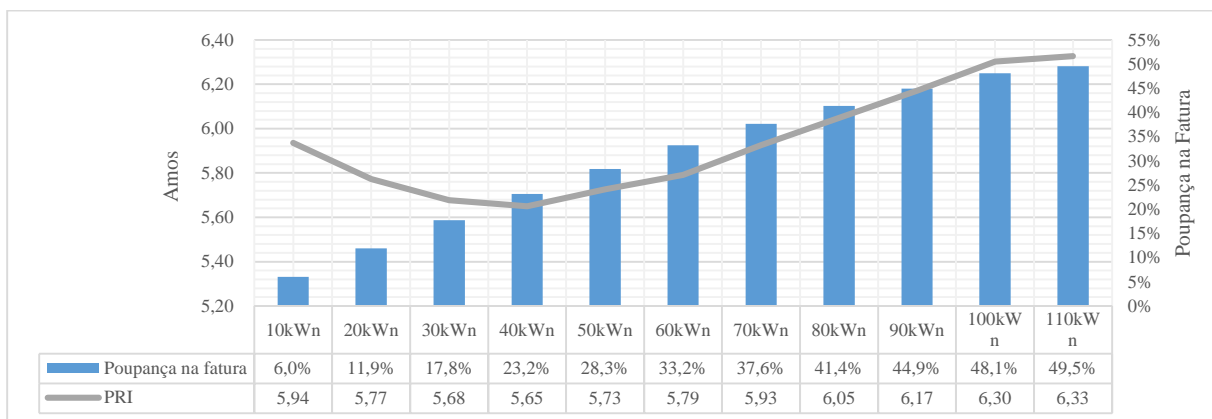


Figura 5.4 – Comparação do PRI e a poupança na fatura no ano 1 para as várias UPAC's

As UPAC's entre 20 e 60 kWn são as que se destacam, pois obtêm os valores de TIR superiores ou iguais a 18%. É notório o crescimento da TIR até aos 40 kWn e posteriormente uma ligeira diminuição até aos 60kWn, onde a partir dessa potência a TIR assume valores inferiores a 18% até ao mínimo de 16,4% para 110 kWn. No intervalo mencionado anteriormente todas potências obtêm valores de energia autoconsumida superiores a 80%, o que não acontece nas potências superiores a 80 kWn que aproximadamente um quarto da energia produzida será injetada na rede.

⁸ *Cash-flow* líquido (CFL) corresponde ao fluxo de despesas e lucros sobre o investimento realizado num determinado período de tempo.

⁹ *Cash-flow* atualizado (CFA) é imposto a taxa de desconto a cada ano ao valor do *Cash-Flow* líquido, este é expresso equação:

$$CFA = \frac{CFL}{(1+WACC\%)^k \text{ ano}}$$

O valor anual líquido, VAL, tem um crescimento proporcional com o aumento da potência das UPAC's. No gráfico da Figura 5.3 é evidente o crescimento do VAL, embora que, com o aumento da potência de cada instalação o declive torna-se cada vez menos acentuado, como se verifica nas duas últimas UPAC's simuladas.

No que diz respeito ao período de retorno, PRI, este nunca é superior a 7 anos, para investimento com capitais próprios, sendo que na maioria das UPAC's o investimento fica pago antes do 6º ano de exploração da UPAC.

Ao ser utilizado um valor de investimento €/Wp variável, que diminui gradualmente com o aumento de potência da UPAC, torna que o valor de investimento seja inversamente proporcional à poupança gerada. Com o aumento da potência da UPAC a energia autoconsumida diminui a sua expressão, mas a mesma não influencia com relevância os indicadores económicos até aos 80 kWn, que para investimentos com recurso a capitais próprios continuam bastante atrativos.

5.4.3. Investimento com capitais alheios

Para além de todas as vantagens mencionadas anteriormente, o autoconsumo fotovoltaico também é visto como um produto de aplicação de capitais estagnados. Quando comparadas as taxas de juro oferecidas, hoje em dia, na maioria dos bancos, às rentabilidades apresentadas pelo autoconsumo fotovoltaico, estas mostram-se bastante atrativas. Para as empresas com condições ideais para a implementação de painéis fotovoltaicos e que não têm possibilidade de investir, o recurso a financiamento por capitais alheios é uma alternativa, pois irão poupar numa despesa fixa sem qualquer investimento inicial e desse modo, com as poupanças, amortizar a sua instalação fotovoltaica.

Como mencionado nos pressupostos de investimento, optou-se por utilizar duas taxas de WACC de 7% e 6%. Na Figura 5.5 e Figura 5.6 estão representados os resultados obtidos nos principais indicadores económicos.

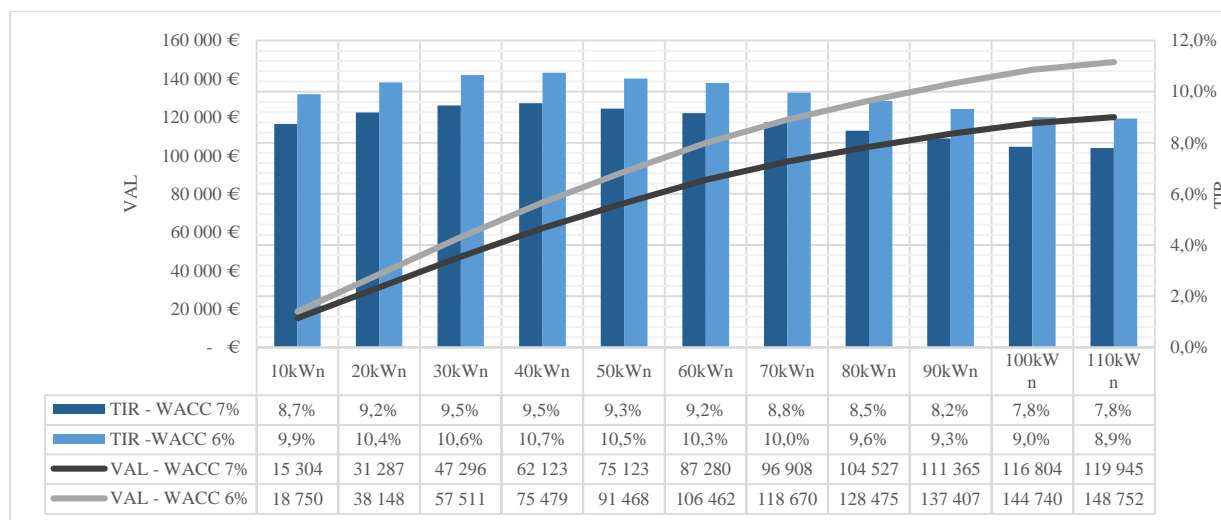


Figura 5.5 – Comparação de VAL e TIR para investimento com valores de WACC de 6% e 7%

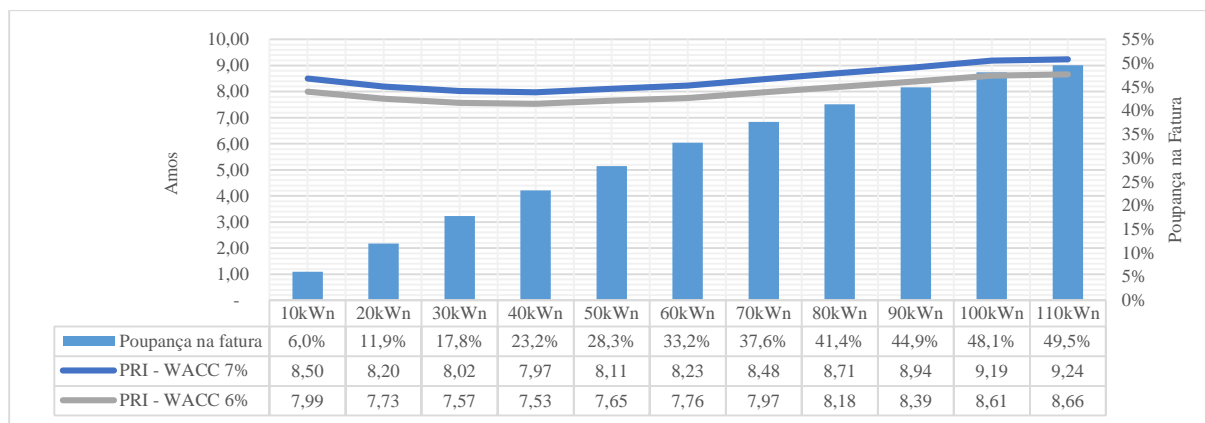


Figura 5.6 – Comparação do PRI com WACC de 7 e 6 % e a poupança na fatura no ano 1 para as várias UPAC's

Tal como acontece no investimento com recurso a capitais próprios, mais uma vez, os indicadores económicos encontram-se com TIR's e PRI's muito idênticos, para cada valor de WACC. Para um WACC de 6%, a TIR encontra-se na maioria dos casos entre os 9 e 10%, para um WACC de 7% esse valor é inferior em cerca de 1% em todas as UPAC's.

De todas as potências simuladas, o destaque vai para as instalações de 30 kWn e 40 kWn, que são aquelas que apresentam os melhores resultados, embora as poupanças na fatura não ultrapassem os 21%. O VAL, em ambas as situações, apresenta um comportamento idêntico ao mencionado anteriormente na simulação com capitais próprios (CP) porém, quando mais elevada é a taxa de desconto (WACC), menor serão os ganhos no final de vida do projeto, pois o investimento tem de ser amortizado aos investidores.

5.4.4. Comparação de resultados e escolha da UPAC Ideal

Para a escolha da potência ótima a instalar, recorreu-se à Figura 3.8 – Critérios de seleção de uma UPAC ideal ligada à RESP. A escolha da UPAC ideal é a que atinge a melhor poupança possível sem que a sua rentabilidade financeira seja afetada substancialmente.

Ao analisar todos os resultados obtidos para as duas formas de investimento e tomando como principal indicadores de rentabilidade financeira a TIR, verifica-se que para as várias formas de investimento este indicador não varia mais do que 3%, para as várias potências simuladas. Já quando comparada a poupança na fatura e o VAL os valores obtidos já são bastante diferentes.

Para TIR's com um desvio padrão inferior ou igual a um ponto percentual, é possível obter poupanças, no primeiro ano de exploração da UPAC, entre os 23,2% e os 41,4%. Na Tabela 5.3 estão apresentados os resultados para as UPAC's com valores mais elevados de TIR e de poupança na fatura onde, o desvio padrão no indicador de rentabilidade é cerca de 1% a partir da potência que se atinge o valor máximo de TIR para uma melhor poupança.

Tabela 5.3 – Comparação dos melhores valores de TIR para as diferentes opções de investimento

UPAC	Poupança na fatura Ano 1	Poupança na fatura 25 Anos	Energia Autoconsumida	TIR-CP	TIR- WACC 6%	TIR- WACC 7%
40kWn 48kWp	23,2%	20,1%	93,1%	18,4%	10,7%	9,5%
50kWn 60kWp	28,3%	24,6%	88,9%	18,2%	10,5%	9,3%
60kWn 72kWp	33,2%	28,9%	84,8%	18,0%	10,3%	9,1%
70kWn 84kWp	37,6%	32,8%	80,4%	17,5%	10,0%	8,8%
80kWn 96 kWp	41,4%	36,1%	76,0%	17,2%	9,6%	8,5%

Verifica-se que para as diferentes formas de investimento, a TIR máxima obtida é na instalação de 40 kWn. No entanto, para esta potência de ligação, a poupança na fatura durante 25 anos é de apenas 20%.

No caso do investimento com recurso a capitais próprios (CP), como já mencionado anteriormente, aproximadamente metade das UPAC's simuladas encontram-se com valores de TIR iguais ou superiores a 18%, mas com poupanças bastante diferentes. Para o investimento com recurso a capitais alheios, com uma taxa de desconto de 6%, a maioria das UPAC's simuladas obtêm uma TIR igual ou superior a 10%, e para uma taxa de desconto de 7%, a maioria obtêm uma TIR igual ou superior a 9%.

Tendo em consideração o apresentado e tomando como principais indicadores de escolha, a melhor poupança na fatura sem prejudicar a rentabilidade financeira, abaixo estão apresentadas e justificadas, as escolhas para a UPAC ideal, para as várias formas de investimento.

Investimento com capitais próprios

Na escolha da UPAC ideal, para um investimento com capitais próprios, optou-se pela potência de **60 kWn|72 kWp**. Uma vez que o risco de investimento está todo suportado pela empresa, a TIR a atingir é um indicador com bastante peso na escolha da potência ideal, desta forma optou-se por uma TIR de 18%. A poupança na fatura tem também muita relevância nesta escolha. Para uma UPAC de **60 kWn|72 kWp** é garantido que durante 25 anos, aproximadamente 2 500 MWh de 9 700 MWh de toda a energia que é consumida, tem um valor de 0,03409 €/kWh (valor de LCOE), permitindo poupar mais de 13 500 €/ano. No anexo 1 encontram-se os indicadores de desempenho energético e financeiro.

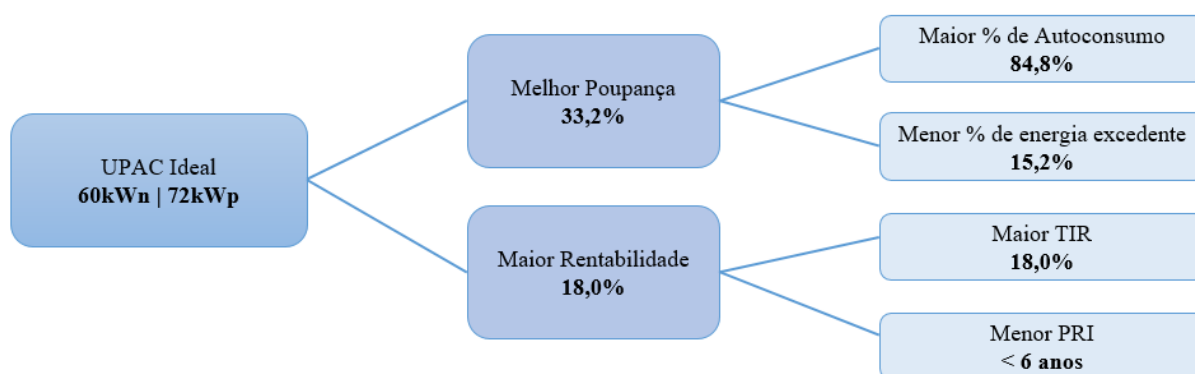


Figura 5.7 – Resultados para UPAC ideal com investimento através de capitais próprios

Investimento com capitais alheios

Na escolha da UPAC ideal para um investimento com capitais alheios, optou-se pela potência de **80 kWn | 96 kWp**. Neste caso, o investimento é feito através de terceiros, o que faz com que o risco seja partilhado. Como o principal objetivo a atingir através deste investimento são lucros, tanto para o investidor como para o proprietário da UPAC, a escolha para as duas taxas de WACC recai sobre a instalação que apresenta poupanças superiores a 40% e com uma TIR acima dos 10% e 9% para taxas de desconto de 6% e 7%, respetivamente. Também é importante ter em consideração que para esta potência instalada, aproximadamente um quarto da energia é vendida à rede, valor que já é bastante considerável. Com este investimento serão poupados no final de vida do projeto mais de 500 000 € e serão evitadas cercar de 2300 toneladas¹⁰ de dióxido de carbono para a atmosfera. No anexo 2 encontram-se os indicadores de desempenho energético e financeiro.

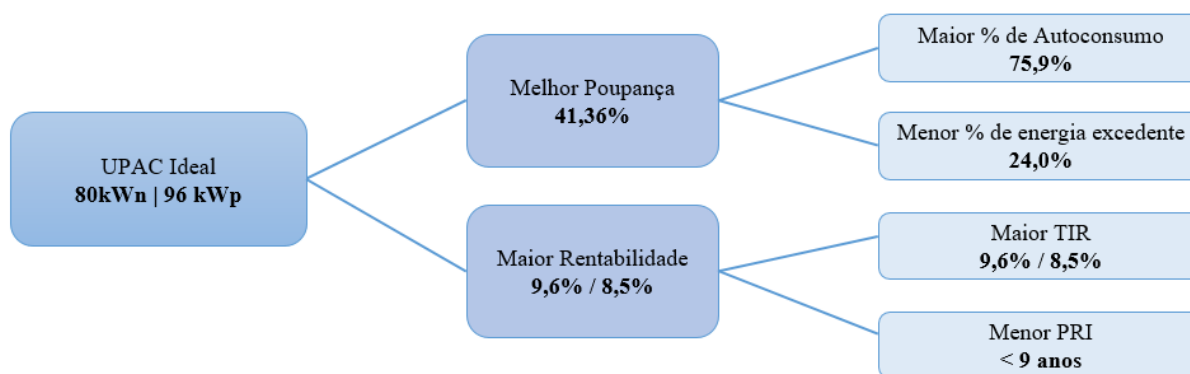


Figura 5.8 – Resultados para UPAC ideal com investimento através de capitais alheios para WACC de 6% e 7%

¹⁰ Valor calculado em Greenhouse Gas Equivalencies Calculator disponível em <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>

5.4.5. Análise da Rentabilidade Financeira e Energética do caso de estudo

No ponto 4.2 foram descritos os principais equipamentos do sistema fotovoltaico de 10kWn | 12kWp, instalado na fábrica Palmetal. Esta instalação totalizou um custo de 1,49 €/por Watt instalado. Este valor de investimento está acima da média, para uma instalação de autoconsumo para esta potência, que é aproximadamente 1,25 €/Wp (valor para uma UPAC de 12 kWp em Agosto de 2015)[50]. A mais-valia de valor de investimento desta instalação deve-se aos equipamentos de monitorização de consumos/produção e os dispositivos de ativação de cargas localizadas. Estes equipamentos encontram-se aptos para entrar em funcionamento em qualquer momento, embora durante o período de análise do sistema o mesmo não se tenha verificado, pois o consumo da fábrica foi na maioria das vezes superior à produção fotovoltaica.

De salientar que, esta simulação teve por base alguns dos mesmos pressupostos técnicos e económicos apresentados no ponto 5.3, tais como: tempo de vida útil do equipamento, valor de investimento para O&M anual, depreciação dos módulos fotovoltaicos, aumento do custo da energia elétrica e valorização da energia vendida à rede. A origem dos fundos para o investimento da UPAC foi através de capitais próprios.

Devido à amostra de dados de produção retirada pelo *datalogger* ser insuficiente, recorreu-se ao PVSYST para a simulação de produção de energia fotovoltaica.

Tabela 5.4 – Desempenho Energético do caso de estudo

DESEMPENHO ENERGÉTICO		
	Unidade	Valor
Energia consumida Sem UPAC (Anual)	MWh	386,69
Energia consumida Sem UPAC em 25 anos	MWh	9 667,34
Energia Produzida 1º Ano	MWh	19,96
Energia Produzida do 1º ao 25º Ano	MWh	473,44
Energia Autoconsumida 1º Ano	MWh	19,96
Energia Autoconsumida 1º ao 25º Ano	MWh	473,44
Energia Vendida 1º Ano	MWh	-
Energia Vendida 1º ao 25º Ano	MWh	-
Redução no consumo de energia 1ºAno	%	5,16%
Redução no consumo de energia 1º ao 25º Ano	%	4,90%
Produção Específica	kWh/kWp	1 662,95
Emissões de CO2 evitadas 1º ano	Ton CO ²	15,47
Emissões de CO2 evitadas 25 anos	Ton CO ²	366,92

Na Tabela 5.4, encontram-se os dados de desempenho energético da UPAC existente. Toda a energia produzida pela UPAC é autoconsumida não existindo excedente de energia. Quando comparados os valores de produção com os de consumo de energia, verifica-se que apenas cerca de 5% é proveniente do sistema fotovoltaico. Apesar de ser um valor bastante baixo, durante os 25 anos a energia produzida será superior a um ano de energia requerida pela fábrica.

Existem meses em que a contribuição de energia fotovoltaica é superior. Como é o caso do mês de agosto em que a fábrica se encontra em manutenção e os consumos são bastante inferiores ao normal. De salientar o valor da produção específica, que para a mesma potência instalada e as mesmas condições,

é cerca de 3,9% inferior à obtida com os módulos fotovoltaicos da marca *Luxor*. Existindo assim uma melhor performance por parte dos módulos fotovoltaicos utilizados nas simulações anteriores.

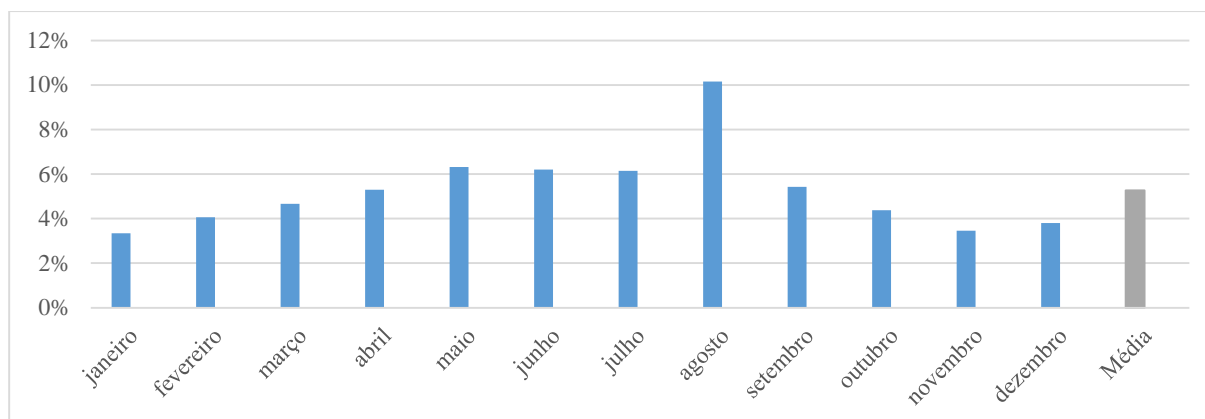


Figura 5.9 – Percentagem mensal de energia fotovoltaica autconsumida no consumo total da fábrica

Como referido anteriormente, o investimento realizado pela fábrica Palmetal foi cerca de 17% acima do valor de referências para uma UPAC de 12 kWp, o que acaba por influenciar a TIR obtida, que é de 13% e o período de retorno do investimento que é de 7 anos e 9 meses.

Tabela 5.5 – Desempenho Financeiro do caso de estudo

DESEMPENHO FINANCEIRO			
		Unidade	Valor
Investimento	Valor de investimento	€	17.989,00 €
	Valor de Manutenção & Operação Anual	€	179,98 €
Poupança	Valor Poupado no 1º Ano	€	2 360,47 €
	Valor Poupado do 1º ao 25º Ano	€	73 135,35 €
	Redução na Fatura de energia no 1º Ano	%	5,82%
	Redução na Fatura de energia do 1º ao 25º Ano	%	5,01%
Rentabilidade	Período de retorno de investimento	Anos	7,73
	TIR a 25 anos	%	13,12%
	VAL a 25 anos	€	50 649,10 €
	LCOE	€/kWh	0,0492

5.4.6. Críticas à UPAC instalada

O sistema fotovoltaico de 10 kWn de 12 kWp, apenas permite uma redução na fatura de 6%, valor este que é bastante baixo para as necessidades energéticas da fábrica. Porém, toda a energia que é produzida é autoconsumida e não existe excedente para venda à rede, situação que por norma só ocorreria em períodos em que a fábrica não se encontra a laborar.

O investimento inicial contemplava um sistema de ativação de cargas para quando há excedente de produção, a potência de 10 kWn é claramente baixa para que exista produção excedente. Recorrendo às Figura 4.3 e Figura 4.4, onde são apresentados graficamente o histórico do comportamento dos consumos de energia elétrica ao fim-de-semana é visível que a energia consumida é sempre superior a 10 kWn, não permitindo assim a existência de excedente de energia para que o sistema de ativação de cargas funcione.

No início do ano de 2017, foi possível ter acesso a dados enviados pela Palmetal (Figura 5.10), onde se verifica que durante um dia de fim-de-semana grande parte do consumo diurno é feito através de energia fotovoltaica, existindo algum excedente que foi injetado nas baterias dos empilhados e/ou vendida à rede. Na Figura 5.10 está representada uma imagem do *datalogger SolarLog* onde durante um dia de fim-de-semana o sistema fotovoltaico suportou todo o consumo entre as 11:00 e as 17:00 horas¹¹. Verifica-se ainda que o consumo médio a 15/01/2017 encontrou-se entre os 6 e os 10 kW, valores estes inferiores aos registados em anos anteriores.

As tabelas de desempenhos apresentados no ponto 5.4.5 são referentes a um histórico de consumos entre outubro 2014 e setembro 2015, onde ainda não tinham sido implementadas as medidas de eficiência energética acima referidas. Uma vez que neste momento os consumos de energia foram alterados, indicadores como a poupança na fatura e a rentabilidade do investimento serão superiores, baixando desta forma o período de retorno do investimento.

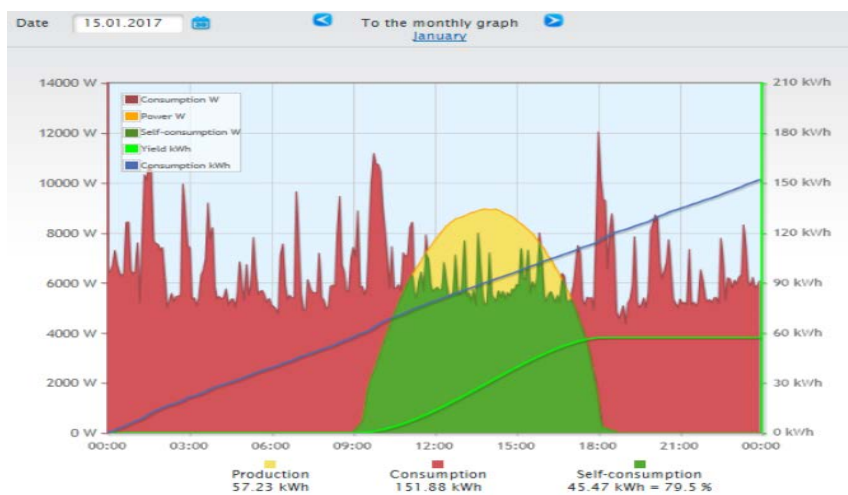


Figura 5.10 – Balanço energético no display do SolarLog | 15/01/2017

¹¹ Esta análise foi feita após a elaboração do ponto 4, em que o período de análise foi de março e maio de 2016.

6. Conclusão

O sector fotovoltaico em Portugal ganhou destaque a partir de 2007 através da microprodução e posteriormente em 2011 com a miniprodução. Até 2014 o sector apresentou resultados bastante positivos de crescimento, atingindo na maioria dos anos a cota de MW disponíveis para serem instalados. Ano após ano, devido à situação económica que o país atravessou, as tarifas bonificadas resultantes da venda de energia foram diminuído, atingindo o seu mínimo em 2014, sendo este o ano de transição da micro e miniprodução para o autoconsumo. Com a introdução do Decreto-de-Lei n.º153/2014 de outubro de 2014, passou a ser possível a todos os consumidores de energia elétrica em Portugal poderem produzir a sua própria energia com recurso a fontes de energia renovável.

Ao longo desta dissertação foi possível analisar alguns dos principais documentos legislativos que abordam temáticas de produção de energia descentralizada, com maior foco para o atual decreto-de-lei e a evolução até ao mesmo. A nível europeu foi mencionada a importância da energia fotovoltaica no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), da diretiva Europeia 2009/28/CE, que coloca como objetivo para Portugal uma potência instalada em energia fotovoltaica de 1500 MW até ao ano de 2020.

Pretendeu-se ainda apresentar quais as principais diferenças entre os vários tipos de autoconsumo existentes, explicando com maior foco, as especificações para a escolha da potência ideal para um sistema de autoconsumo com ligação à RESP. Foram abordados os vários tipos de tarifários de energia elétrica, bem como a importância do conhecimento do perfil de consumos e os comportamentos do local, mostrando assim que, para um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico de autoconsumo é necessário obter mais dados para além da potência contratada e área disponível, dados chave para o dimensionamento da micro e minigeração.

O caso real de estudo abordado foi a UPAC instalada na fábrica Palmetal. Foi feita uma análise detalhada ao perfil de consumos da fábrica e aos seus comportamentos, nos períodos em que a mesma se encontra ativa e nos períodos de não laboração. O contrato com o fornecedor de energia elétrica foi também analisado de modo a entender quais os períodos em que o fornecimento de eletricidade é mais dispendioso. Foram apresentados os resultados obtidos através da monitorização desta instalação assim como todas as especificações do sistema instalado. No que diz respeito à potência instalada desta UPAC, esta é de 10 kWn | 12 kWp, mostrando-se claramente insuficiente para as necessidades energéticas demonstradas pela fábrica, sendo que durante o período laboral a energia fotovoltaica representa apenas 12% e durante os fins-de-semana e feriados cerca de 36 % do consumo total de eletricidade da fábrica (valores estes obtidos durante o período de análise). Com esta potência instalada, a fábrica apenas consegue atingir uma poupança anual na energia ativa inferior a 6%. Esta UPAC veio permitir à fábrica Palmetal garantir que toda a energia produzida seja, na sua maioria, autoconsumida, existindo assim um consumo anual de 19 960 kWh a um valor de 0,049 €/kWp (valor do LCOE). De salientar que a amostra de dados fornecidos pelo *datalogger* instalado na Palmetal à qual se teve acesso, não foi a inicialmente pretendida, o que pode ter condicionado algumas das conclusões apresentadas.

Uma vez demonstrado que a potência instalada no caso de estudo se mostrou reduzida, utilizando as características da fábrica, procurou-se simular qual seria a potência ideal a ser instalada para que fosse atingida a maior poupança sem prejudicar a rentabilidade financeira do investimento. Utilizaram-se duas formas de investimento, com recurso a capitais próprios e capitais alheios, com taxas de desconto de 0%, 6% e 7%, respetivamente.

Foram simuladas 11 potências instaladas de 10 em 10 kWn até ao máximo de 110 kWn | 126 kWp. As poupanças anuais atingidas variam entre 6 % e 50%. Desta forma é possível concluir que, quanto maior é a poupança atingida, maior é também a energia excedente vendida à rede, o que prejudica a rentabilidade financeira do investimento. De todas as potências simuladas apenas a primeira de 10 kWn tem uma taxa de autoconsumo de 100%. Para potências instaladas superiores a 80 kWn, cerca de 25% de toda a energia produzida é injetada e vendida à rede, valor este bastante elevado, pois essa energia será remunerada a uma tarifa muito inferior à da compra.

Relativamente ao investimento feito através de capitais próprios, a potência que se considerou ideal foi de 60 kWn | 72 kWp, com esta potência instalada cerca de um terço de todo o consumo da fábrica é garantido pela UPAC, embora exista ainda um excedente de energia de 15% enviada para a RESP. Apesar de existirem UPAC's com a TIR mais elevada que a de 60 kWn, foi esta a UPAC escolhida pois a poupança anual na fatura atingida é mais 10%, do que a UPAC que atingiu a maior TIR, a de 40 kWn | 48 kWp. Ambas estas potências instaladas têm períodos de retorno inferiores a 6 anos.

Quanto ao investimento com recurso a capitais alheios, devido à imposição de uma taxa de desconto, os ganhos obtidos são bastante menores não existindo TIR's com valores superiores a 11%. Uma vez que neste caso o risco do investimento é partilhado, o objetivo é atingir os ganhos/poupanças mais elevados embora com rentabilidade razoável. Deste modo, a empresa pode direcionar os seus capitais para investir no seu negócio e deixar que investidores externos a ajudem a poupar na eletricidade. A UPAC selecionada em ambas as taxas de desconto foi a de 80 kWn | 96 kWp, em que a poupança anual na fatura é cerca de 40%, embora exista um valor elevado de venda à rede. Neste caso a TIR varia entre os 9,6 % e 8,5% para as diferentes taxas de desconto e o investimento ficar amortizado num período inferior a 9 anos.

O investimento através de capitais próprios mostrou-se mais vantajoso no que diz respeito ao valor anual líquido (VAL) atingido no final do projeto, assim como na obtenção de períodos de retorno mais reduzidos. O que acontece na maioria das empresas é que investimentos com capitais próprios apenas são localizados para o próprio negócio, onde são esperados retornos mais céleres. No caso do investimento numa UPAC, na maioria dos casos, o retorno só é atingido no mínimo ao final de 5 anos. Quando existe um investidor externo, os ganhos reproduzidos são menores e os períodos de retorno mais dilatados. No entanto, verifica-se ainda assim uma poupança nesta despesa fixa que é a eletricidade, que terá um impacto positivo no custo do produto final.

O preço da eletricidade tem sofrido aumentos constantes todos os anos e a previsão é que continuem a aumentar. O autoconsumo fotovoltaico veio permitir às empresas, que têm condições para implementar estes sistemas, não estarem totalmente expostas às flutuações do preço da eletricidade e desta forma, a longo prazo, aumentarem a sua competitividade e serem consideradas empresas com boas políticas ambientais. Embora esta dissertação seja mais direcionada para o sector empresarial, o autoconsumo fotovoltaico também é uma solução de poupança a nível particular muito viável, permitindo às famílias para além de uma poupança mensal, diminuírem simultaneamente a sua pegada ecológica.

Com a queda dos preços nas células fotovoltaicas, a cada ano que passa, fica mais acessível a todos produzirem a sua própria energia, com a limitação que toda a energia produzida tem de ser consumida diretamente. Neste momento, já existem no mercado baterias de armazenamento de energia, porém muito dispendiosas quando comparadas com a aquisição de um sistema fotovoltaico. O futuro passará pela criação de sistemas de armazenamento economicamente viáveis para que toda a energia produzida seja utilizada e assim diminuir a dependência dos combustíveis fósseis.

Referências Bibliográficas

- [1] APREN e Deloitte, “Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal Índice,” p. 79, 2014.
- [2] L. W. M. Beurskens and M. Hekkenberg, “Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States Covering all 27 EU Member States,” in *Energy Research Centre of Netherland*, no. February, 2011, p. 18;224-244.
- [3] POR DATA, “Consumo de energia elétrica per capita em Portuga.” [Online]. Disponível em:: <http://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+eléctrica+per+capita+total+e+por+tipo+de+consumo-1230>. [Consultado a: 03-abril-2016].
- [4] EUROSTAT, “Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards),” 2016. [Online]. Disponível em:: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>. [Consultado a: 04-novembro-2016].
- [5] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei num. 363/2007,” *Diário da República*, pp. 7978–7984, 2007.
- [6] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei 34/2011,” *D.R. n.º 47, Série I-A 8 Março 2011*, pp. 1316–1325, 2011.
- [7] MOREME, “Proposta de Microprodução Fotovoltaica,” 2007.
- [8] MOREME SOLAR, “Arquivo de proposta de Autoconsumo Fotovoltaico.” pp. 1–10, 2016.
- [9] O. do T. e E. Ministério do Ambiente, “Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro,” *Diário da República*, pp. 5298–5311, 2014.
- [10] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Energia em Portugal,” pp. 1–106, 2016.
- [11] C. Almeida, “Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal,” Conferência APREN 3-dezembro-2015.
- [12] Inegi, “Energias Endógenas de Portugal.” [Online]. Disponível em:: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>. [Consultado a: 30-maio-2016].
- [13] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Microprodução: despacho DGEG de 26 de dezembro de 2013,” pp. 2013–2014, 2013.
- [14] J. Borges, “Necessidade urgente de uma legislação que regule o autoconsumo.” [Online]. Disponível em: http://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/16jul2014_autconsumo_renm_ag_final.pdf. [Consultado a: 30-maio-2016].
- [15] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia, *Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída*. 2014, pp. 1–29.
- [16] F. Pinto, “Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída,” 2015. [Online]. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf. [Consultado a: 30-maio-2016].
- [17] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Despacho nº3/SERUP/DGEG/2015,” p. 4, 2015.
- [18] “Resultados da sessão de atribuição de potência realizada a 29 de abril de 2016,” pp. 2–5, 2016.
- [19] Portaria n.o 1105/2001 de 18 de Setembro, “Ministério Do Ambiente E Do Ordenamento Do Território,” pp. 524–532, 2001.
- [20] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Registo de Unidades de Produção (SERUP).” [Online]. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>. [Consultado a: 06-junho-2016].
- [21] Direção-Geral de Energia e Geologia, *DGEG SERUP Registo de UPAC Abril 2015 a Julho 2016*. 2016.

- [22] “ERSE- comercialização.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>. [Consultado a: 14-outubro-2016].
- [23] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2016,” 2015.
- [24] IEA, “Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016,” 2016.
- [25] Dinheiro Vivo, “Vantagens do Autoconsumo,” 2015. [Online]. Disponível em: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/electricidade-as-7-vantagens-do-autoconsumo/>. [Consultado a: 30-julho-2016].
- [26] A. Joyce, “Há uma revolução no solar fotovoltaico?,” *Renováveis Magazine*, vol. 21, pp. 16–19, 2015.
- [27] Wholesalesolar, “Off Grid solar.” [Online]. Disponível em: <http://ww3.wholesalesolar.com/StartHere/OffGridAC.gif>. [Consultado a: 01-agosto-2016].
- [28] SolarWaters, “Autoconsumo empresarial.” [Online]. Disponível em: <http://www.solarwaters.pt/autoconsumo/autoconsumo-empresas#a1>. [Consultado a: 20-maio-2016].
- [29] SMA, “SMA-Autoconsumo.” [Online]. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/KrannichPortugal/2012-1130-autoconsumo-sma-pt>. [Consultado a: 20-maio-2016].
- [30] M. Collares Pereira, A. Joyce, and P. Cunha Reis, “O valor e o custo da eletricidade produzida por sistemas solares (fotovoltaicos),” *Renováveis Magazine* vol. 26, pp. 48–52, 2016.
- [31] E. Vartiainen, G. Masson, and C. Breyer, “PV LCOE IN EUROPE 2014-30 - Final Report 23 June 2015.” pp. 1–15, 2015.
- [32] A. Arnedo, “Novo enquadramento legal para o autoconsumo,” *Renováveis Magazine*, vol. 21, p. 34, 2015.
- [33] “Paridade de Rede.” [Online]. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Paridade_de_rede. [Consultado a: 20-outubro-2016].
- [34] “ERSE Glossário.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx>. [Consultado a: 25-outubro-2016].
- [35] “ERSE electricidade.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>. [Consultado a: 25-outubro-2016].
- [36] “TIR.” [Online]. Disponível em: <http://knoow.net/cienciaconempr/gestao/tir-taxa-interna-rendibilidade/>. [Consultado a: 30-setembro-2016].
- [37] “Palmetal.” [Online]. Disponível em: www.palmetal.pt. [Consultado a: 05-maio-2016].
- [38] “Telecontagem EDP Distribuição.” [Online]. Disponível em: <https://edponline.edp.pt/Ajuda/Paginas/AjudaDetalhes/ConsumoDetalhadoInstalacoesTelecontagem.aspx>. [Consultado a: 06-maio-2016].
- [39] Endesa, *Fatura de Energia Elétrica| Palmetal*. 2016.
- [40] “Erse horários.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>. [Consultado a: 25-outubro-2016].
- [41] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Comissão técnica de normalização eletrotécnica - cte 64.” pp. 1–15, 2015.
- [42] “Muchen Solar.” [Online]. Disponível em: <http://munchensolar.de/en/>. [Consultado a: 05-maio-2016].
- [43] “Kaco New Energy.” [Online]. Disponível em: <http://kaco-newenergy.com>. [Consultado a: 05-

- maio-2016].
- [44] “Solarlog.” [Online]. Disponível em: www.solarlog.com. [Consultado a: 06-maio-2016].
- [45] C. B. A. Alves, “Net metering : definição de metodologia e estudo de caso,” 2014.
- [46] “7 Reasons Why You Should Oversize Your PV Array.” [Online]. Disponível em: <http://en.sma-sunny.com/en/7-reasons-why-you-should-oversize-your-pv-array-2/>. [Consultado a: 19-outubro-2016].
- [47] OMIE, “Tarifa de referência de venda de energia no mercado diário para Portugal.” [Online]. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Consultado a: 05-outubro-2016].
- [48] “Taxa de Inflação em Portugal.” [Online]. Disponível em: <http://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ipc/portugal.aspx>. [Consultado a: 25-outubro-2016].
- [49] European Comission, “PVGIS.” [Online]. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. [Consultado a: 10-dezembro-2016].
- [50] SolarWaters, “Arquivo de Proposta de Autoconsumo.” 2014.
- [51] “Como Calcular a Taxa de Desconto (WACC).” [Online]. Disponível em: <http://blog.luz.vc/o-que-e/como-calcular-a-taxa-de-desconto-wacc/>. [Consultado a: 10-novembro-2016].
- [52] D. M. R. da Silva, “Tese de Mestrado - Autoconsumo: Um Elemento de Eficiência Energética,” Instituto Politécnico do Porto, 2015.
- [53] “PV Parity.” [Online]. Disponível em: <http://www.pvparity.eu/results/pv-competitiveness/>. [Consultado a: 20-outubro-2016].

Anexos

Anexo 1 - Desempenho energético e financeiro das UPAC ideal para financiamento com capitais próprios

UPAC 60kWn | 72 kWp

DESEMPENHO ENERGÉTICO		
	Unidade	Valor
Energia consumida Sem UPAC Anual	MWh	386,69
Energia consumida Sem UPAC em 25 anos	MWh	9 667,34
Energia Produzida 1º Ano	MWh	123,91
Energia Produzida do 1º ao 25º Ano	MWh	2 491,65
Energia Autoconsumida 1º Ano	MWh	105,02
Energia Autoconsumida 1º ao 25º Ano	MWh	2 057,11
Energia Vendida 1º Ano	MWh	18,89
Energia Vendida 1º ao 25º Ano	MWh	434,55
Redução no consumo de energia 1ºAno	%	32,04%
Redução no consumo de energia 1º ao 25º Ano	%	25,77%
Produção Específica	kWh/kWp	1 720,96
Emissões de CO2 evitadas 1º ano	Ton CO ²	96,03
Emissões de CO2 evitadas 25 anos	Ton CO ²	1 931,03

DESEMPENHO FINANCEIRO			
		Unidade	Valor
Investimento	Valor de investimento	€	77 441,01 €
	Valor de Manutenção & Operação Anual	€	774,41 €
Poupança	Valor Poupado no 1º Ano	€	13 539,05 €
	Valor Poupado do 1º ao 25º Ano	€	421 954,03 €
	Redução na Fatura de energia no 1º Ano	%	33,38%
	Redução na Fatura de energia do 1º ao 25º Ano	%	28,89%
Rentabilidade	Período de retorno de investimento	Anos	5,79
	TIR a 25 anos	%	17,96%
	VAL a 25 anos	€	325 152,77 €
	LCOE	€/kWh	0,0341

Anexo 2 - Desempenho energético e financeiro das UPAC ideal para financiamento com capitais alheios

UPAC 80kWn | 96 kWp

DESEMPENHO ENERGÉTICO		
	Unidade	Valor
Energia consumida Sem UPAC Anual	MWh	386,69
Energia consumida Sem UPAC em 25 anos	MWh	9 667,34
Energia Produzida 1º Ano	MWh	164,36
Energia Produzida do 1º ao 25º Ano	MWh	2 961,85
Energia Autoconsumida 1º Ano	MWh	124,84
Energia Autoconsumida 1º ao 25º Ano	MWh	2 052,65
Energia Vendida 1º Ano	MWh	39,52
Energia Vendida 1º ao 25º Ano	MWh	909,21
Redução no consumo de energia 1ºAno	%	42,50%
Redução no consumo de energia 1º ao 25º Ano	%	30,64%
Produção Específica	kWh/kWp	1 712,07
Emissões de CO2 evitadas 1º ano	Ton CO ²	127,38
Emissões de CO2 evitadas 25 anos	Ton CO ²	2 295,44

DESEMPENHO FINANCEIRO			
Tipo de indicador		Unidade	Valor
Investimento	Valor de investimento	€	100 777,94 €
	Valor de Manutenção & Operação Anual	€	1007,79 €
Poupança	Valor Poupado no 1º Ano	€	16 862,87 €
	Valor Poupado do 1º ao 25º Ano	€	527 628,15 €
	Redução na Fatura de energia no 1º Ano	%	41,57%
	Redução na Fatura de energia do 1º ao 25º Ano	%	36,12%
WACC de 6 %			
Rentabilidade	Período de retorno de investimento	Anos	8,18
	TIR a 25 anos	%	9,64%
	VAL a 25 anos	€	128 474,69 €
	LCOE	€/kWh	0,0334

DESEMPENHO FINANCEIRO			
WACC de 7 %			
Rentabilidade	Período de retorno de investimento	Anos	8,71
	TIR a 25 anos	%	8,47%
	VAL a 25 anos	€	104 527,29 €
	LCOE	€/kWh	0,0334